



Le réseau
de transport
d'électricité

BILAN ÉLECTRIQUE 2025

RAPPORT COMPLET

BILAN ÉLECTRIQUE 2025

RAPPORT COMPLET

Bilan électrique 2025

SOMMAIRE

Retrouvez les chapitres et les données sur <https://analysesetdonnees.rte-france.com/>

1. LA CONSOMMATION

En 2025, la consommation est demeurée stable à un niveau plus faible qu'avant-crise	6
La consommation brute est restée également stable, avec un niveau plus élevé en début d'année	10
Une consommation des grands consommateurs raccordés au RPT en baisse dans un contexte économique qui pèse sur les entreprises	13
La consommation des centres de données croît progressivement mais reste pour le moment limitée en comparaison de celle des autres secteurs	18
Le profil de consommation résiduelle continue de se déformer	19

2. LA PRODUCTION

La production totale d'électricité en France a légèrement crû en 2025, avec une part d'électricité décarbonée qui se maintient à plus de 95 %	21
La production nucléaire a augmenté en 2025 et retrouve un niveau proche de celui de 2019, avec néanmoins des évolutions sur le profil de production des réacteurs	24
Après avoir bénéficié de conditions de précipitations exceptionnelles en 2024, la production hydraulique a reculé en 2025 mais atteint un niveau conforme aux moyennes historiques	33
La production éolienne terrestre a légèrement progressé en 2025, le parc installé continue de se développer mais à un rythme ralenti	34
La production éolienne en mer poursuit sa progression	37
La production solaire a sensiblement augmenté en 2025 du fait de conditions d'ensoleillement plus favorables qu'en 2024 et de la progression des capacités installées	39
Les renouvelables contribuent de plus en plus à la flexibilité du système	42
La production thermique fossile en France a atteint un nouveau minimum historique, pour la deuxième année consécutive	46
Une part importante de la production de la filière gaz provient de moyens fatals dont le fonctionnement est indépendant du système électrique	47
Le développement des batteries en France est encore modeste et limité à la fourniture de services système	50

3. LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Les prix spots de l'électricité sont restés relativement stables en 2025, tandis que les prix à terme ont diminué et s'établissent désormais à des niveaux beaucoup plus faibles en France que dans la plupart des pays voisins	52
La France reste dans une situation d'abondance de production décarbonée alors que les prix des combustibles fossiles ont légèrement augmenté	53
Les prix à terme poursuivent leur baisse entamée mi-2023 après la crise énergétique	54
Un prix spot relativement stable en moyenne par rapport à l'année précédente, avec des fortes variations au cours de l'année	58
En 2025, les prix français se sont découplés de ceux de tous les pays voisins sur le marché spot comme sur le marché à terme	60
Le profil horaire des prix se déforme progressivement en suivant la production solaire	62
La volatilité des prix spot est bien plus élevée qu'avant-crise	64
L'augmentation du nombre d'heures à prix élevé reflète l'augmentation des coûts variables des centrales thermiques au gaz	66
Un nombre de prix spot négatifs en hausse, avec une apparition de prix négatifs plus fréquente en semaine	68
Les prix négatifs ont été plus faiblement négatifs qu'en 2024	70
Les conséquences des prix négatifs relèvent de l'exploitation du système électrique et nécessitent une certaine adaptation de sa gestion	70
Les pays voisins connaissent des épisodes de prix négatifs dans des proportions similaires	72

4. LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ

La compétitivité de la production française lui a permis d'enregistrer un nouveau record d'exportations en 2025, dans la continuité de l'année précédente	75
Les échanges commerciaux avec les pays voisins : des évolutions contrastées selon les frontières	81
La France a exporté un volume élevé vers la région Core, mais inférieur à celui de 2024	82
Les échanges avec l'Espagne sont restés équilibrés	84
La Suisse a importé depuis la France tout au long de l'année	86
Les exportations vers l'Italie ont atteint un nouveau maximum	87
Les exportations vers la Grande-Bretagne ont atteint leur plus haut niveau	88
Les profils journaliers des échanges par frontière sont rythmés par les niveaux de consommation et de production bas-carbone de la France et des pays voisins	90
Les exportations françaises transitent vers l'ensemble de l'Europe, au-delà des seuls pays limitrophes	92
Avec la transformation des mix électrique français et européen, le système électrique français joue le rôle de « carrefour électrique »	94
La valorisation des échanges augmente, mais demeure faible par rapport au coût des importations de combustibles fossiles	96

5. LES ÉMISSIONS

Le contenu carbone de la production d'électricité française est l'un des plus bas d'Europe : c'est un levier pour la décarbonation de la consommation d'énergie du pays	99
---	----

6. L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES

L'ambition de réduire les importations de combustibles fossiles peut désormais s'appuyer sur de nombreux projets d'électrification qui ont déjà sécurisé leur accès au réseau pour les prochaines années	109
Le chauffage dans les logements et les bâtiments tertiaires dépend encore largement des fossiles	113
La mobilité électrique poursuit son développement, mais la consommation des transports est encore couverte à 90 % par les combustibles fossiles	117
L'électrification des usages est une opportunité pour l'industrie française mais elle tarde à se concrétiser	120

7. L'EUROPE

La consommation européenne d'électricité est restée stable en 2025 après le rebond de 2024	122
La production d'électricité européenne totale est restée stable et la production solaire et éolienne a dépassé la production fossile pour la deuxième année consécutive	127
Le contenu carbone de l'électricité produite dans l'Union européenne a baissé de plus de 40 % entre 2017 et 2025	133
Le stockage par batterie connaît un fort développement et un changement d'échelle	134
Les échanges européens continuent en 2025 de jouer pleinement leur rôle d'optimisation du mix de production électrique à l'échelle du continent	136
L'Union européenne dépend largement des importations de combustibles fossiles pour son approvisionnement énergétique	140

ANNEXES

Glossaire	142
Hypothèses concernant les facteurs d'émissions utilisés pour calculer les émissions de gaz à effet de serre de la production et de la consommation d'électricité	145

La consommation

BILAN ÉLECTRIQUE 2025

En 2025, la consommation est demeurée stable à un niveau plus faible qu'avant-crise

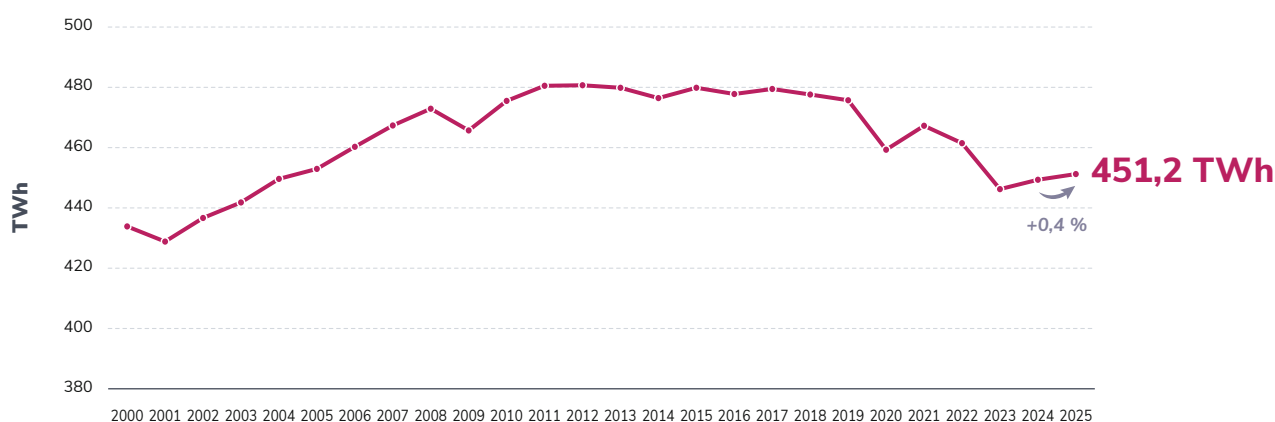
En 2025, la consommation électrique en France métropolitaine¹, corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires) est restée stable par rapport à celle de l'année précédente, atteignant 451 TWh (+0,4 % par rapport à 2024).

La dynamique baissière liée à la crise énergétique, qui avait induit des baisses de consommation électrique significatives en 2022-2023, s'est ensuite arrêtée à partir de 2024. Depuis, il n'y a toutefois pas eu de

reprise de la consommation comme cela avait pu être le cas après la crise économique de 2008-2009 ou la crise sanitaire de 2020.

La consommation reste ainsi très en retrait, d'environ 6 %, par rapport à celle observée au cours de la période 2014-2019 (avant les crises sanitaire et énergétique) : la persistance des répercussions de la crise énergétique, en particulier sur l'activité industrielle, ainsi que les progrès liés à l'efficacité énergétique,

Figure 1.1 - Consommation corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires entre 2000 et 2025



1. Périmètre : France métropolitaine, hors enrichissement de l'uranium. Les valeurs affichées excluent la consommation liée à l'enrichissement d'uranium en France, pour que les niveaux soient comparables au cours de l'historique : en effet, un changement du procédé utilisé fait que la consommation pour l'enrichissement a fortement diminué à partir de l'année 2012.

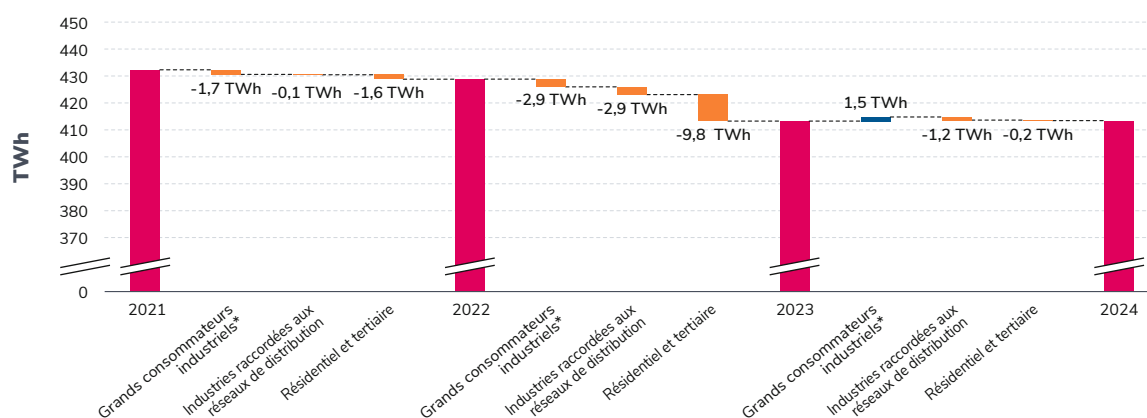
tendent à compenser la faible électrification des usages. Pour rappel, **la baisse de consommation de 2023 avait été parmi les plus significatives depuis la fin de la seconde guerre mondiale** : elle était proche de celle liée à la crise sanitaire en 2020 et dépassait celle liée à la crise économique de 2008-2009.

Après une reprise partielle en 2021 en sortie de la crise sanitaire, une première baisse de consommation s'était concrétisée en 2022, pic de la crise énergétique. La baisse de consommation s'est intensifiée en 2023, portée principalement par les consommateurs résidentiels et tertiaires. En effet, les dispositifs de protection mis en place par les pouvoirs publics ont permis de limiter les répercussions des prix élevés de l'électricité sur les consommateurs résidentiels et les petits professionnels au plus fort de la crise en 2022. Néanmoins, les tarifs réglementés ont augmenté à deux reprises en 2023 (+15 % en février 2023, +10 % en août 2023), puis encore de 10 % en février 2024. Un tiers des petits professionnels du tertiaire et 58 % des ménages en 2024 sont au tarif TRVE². L'industrie a été également davantage affectée en 2023, notamment dans les secteurs électro-intensifs.

La consommation d'électricité a cessé de diminuer à partir de 2024 grâce à un contexte macroéconomique en amélioration par rapport à l'année 2023.

En effet, les prix de l'énergie (gaz et électricité) ont nettement diminué en 2024, se rapprochant de ceux observés avant-crise, et l'inflation a également diminué significativement par rapport à 2022 (où elle s'élevait à +5,2 %) et 2023 (+4,9 %) en s'établissant à 2,0 %³. La stabilité de l'année 2024 est le résultat de plusieurs tendances contrastées : si la consommation a augmenté pour les grands consommateurs industriels (et transport ferroviaire) raccordés au réseau de transport, elle a continué de baisser pour les consommateurs industriels raccordés au réseau de distribution, et est restée stable pour les consommateurs résidentiels et tertiaires. En effet, les moyennes et grandes entreprises dépendent pour la majorité d'offres de marché, les plus consommatrices peuvent également se fournir directement sur les marchés de gros, ce qui fait qu'elles réagissent plus vite aux évolutions des prix de l'électricité sur ces marchés. La consommation des industries alimentées par le réseau public de distribution a en revanche été particulièrement affectée par le ralentissement d'activité dans les secteurs comme la fabrication de produits en caoutchouc et de machines et équipements et par les difficultés persistantes dans l'industrie automobile, en lien avec des difficultés d'approvisionnement. Les indices de production industrielle ont baissé respectivement de 5 %, 8 % et 14 %⁴ dans ces trois secteurs en 2024 par rapport à ceux de 2023.

Figure 1.2 - Décomposition des variations de consommation finale d'électricité en France métropolitaine entre 2021 et 2024 (valeurs corrigées des aléas météorologiques et des effets calendaires)



* Consommateurs raccordés au réseau de transport, incluant le transport ferroviaire.

2. CRE, Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel en 2023 et 2024, octobre 2025

3. INSEE, En 2025, nouveau ralentissement des prix à la consommation en moyenne annuelle – Informations rapide N°8, janvier 2026

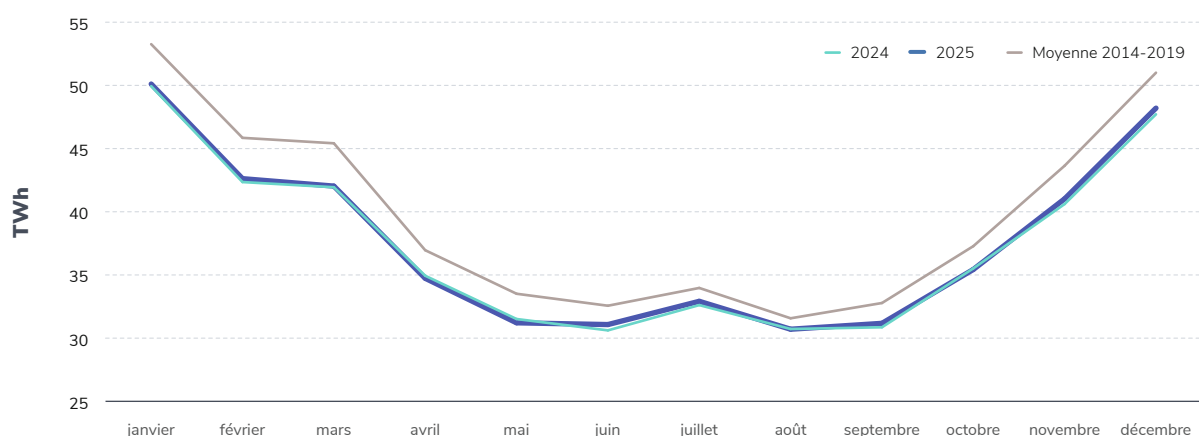
4. Calculs RTE sur la base des données INSEE, Indices CVS-CJO de la production industrielle, publiés le 05/02/2026.

En 2025, la consommation est restée stable malgré un contexte caractérisé par des fortes incertitudes géopolitiques, notamment sous l'effet de la mise en place de la part des États-Unis de droits de douane à des niveaux inédits. L'économie française a affiché une certaine résilience, avec un taux de croissance légèrement inférieur à celui de 2024 (+0,9 % selon l'INSEE⁵, contre +1,2 % en 2024) et l'investissement des entreprises semble montrer des signaux positifs en fin d'année 2025. L'inflation a fortement ralenti⁶ (+0,9 %), notamment grâce à la baisse des prix de l'électricité (11,9 % en moyenne, après +15,7 % en 2024) selon l'INSEE. Les tarifs réglementés (TRVE⁷) de l'électricité ont baissé de 15 % en février. Cependant, les incertitudes commerciales et politiques sur le plan national ont pénalisé la consommation des ménages, dont le taux d'épargne reste élevé (18,7 % au deuxième trimestre et 18,4 % au troisième trimestre 2025 contre 14,6 % en moyenne sur la période 2010-2019)⁸. De même, l'indicateur de confiance des ménages s'est dégradé en 2025 par rapport à 2024⁹.

L'électrification des usages, qui doit résulter de la décarbonation de l'économie française et de la réindustrialisation du pays, apparaît en retard par rapport aux trajectoires nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques de la France.

La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie reste globalement stable depuis de nombreuses années, signe que la bascule des énergies fossiles vers les énergies bas-carbone et en particulier l'électricité n'est pas encore enclenchée. Si le développement des véhicules électriques et des pompes à chaleur se poursuit, le rythme de transformation des usages reste inférieur à celui nécessaire pour atteindre les objectifs du Fit for 55 à l'horizon 2030. Dans le même temps, de nombreux projets d'électrification dans l'industrie ont sécurisé un accès au réseau pour les prochaines années mais ceux-ci tardent pour le moment à se concrétiser (voir chapitre Électrification).

Figure 1.3 - Consommation mensuelle corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires



5. INSEE, Le PIB ralentit au quatrième trimestre 2025 (+0,2 % après +0,5 %) ; en moyenne en 2025, il augmente de 0,9 % - Informations rapides N° 25, janvier 2026
6. INSEE, En 2025, nouveau ralentissement des prix à la consommation en moyenne annuelle - Informations rapide N°8, janvier 2026
7. TRVE : Les Tarifs Réglementé de Vente d'Électricité sont calculés à partir des prix moyens de l'électricité des 24 derniers mois sur les marchés de gros, d'où le délai d'ajustement par rapport à la baisse observée sur les marchés.
8. INSEE, Consolidation modérée, croissance ravivée - Note de conjoncture décembre 2025, décembre 2025
9. INSEE, Éclairage - En France, les ménages sont nettement plus pessimistes qu'avant la pandémie sur la situation économique future du pays, mais n'ont pas changé d'opinion quant à leur situation personnelle - In. INSEE, Consolidation modérée, croissance ravivée - Note de conjoncture décembre 2025, décembre 2025

S'agissant des ménages, malgré la baisse des prix de l'électricité pour les consommateurs, la part représentée par le poste énergie dans la facture est restée bien plus élevée qu'avant la crise énergétique¹⁰. Près de 36 % des ménages déclaraient ainsi rencontrer des difficultés à régler leurs factures d'énergie en 2025 contre 28 % en 2024, selon une enquête réalisée par le médiateur de l'énergie en septembre 2025¹¹. Toujours selon cette enquête, 85 % des foyers disent adopter des gestes de sobriété énergétique, qui sont essentiellement motivés par des raisons financières (à la hauteur de 87 %). D'autres leviers comme l'autoconsommation ou la valorisation de la flexibilité de la consommation (offres heures creuses été/hiver, heures creuses week-end, option « TEMPO » des TRVE) sont également choisis par les ménages français pour renforcer la maîtrise de leur facture énergétique¹². Par ailleurs, au plus fort de la crise, certains fournisseurs avaient commencé à inciter leurs clients à diminuer leur consommation d'énergie en les récompensant par des bonus ou des primes. Ce type d'offre n'a pas été maintenu après l'assouplissement des effets de la crise.

Les tendances décrites concernant la consommation d'électricité en France incluent l'autoconsommation (consommation directe, partielle ou totale, de l'électricité produite par le consommateur), qui s'est développée en France grâce à la baisse du coût des panneaux photovoltaïques, et à la volonté croissante des ménages, des entreprises et des collectivités de maîtriser leur facture et de contribuer aux objectifs environnementaux¹². La crise énergétique a accentué cette dynamique largement portée par les ménages. En effet, depuis 2018, l'essentiel des nouvelles installations résidentielles de panneaux solaires fonctionne dans un régime d'autoconsommation totale ou partielle. Le nombre d'installations en autoconsommation photovoltaïque est passé de près de 40 000 fin 2018 à près de 850 000 (dont 838 000 pour les particuliers et petits professionnels) à fin 2025¹³, représentant 5,4 GW de capacité totale (dont 3,7 GW chez les particuliers et petits professionnels) soit 18 % de la puissance solaire totale (30,4 GW à fin 2025) installée en France. Le volume d'énergie autoconsommée s'élève à environ 2,9 TWh¹⁴ en 2025 contre 2 TWh en 2024, soit une hausse de 45 %.

10. CRE, Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel en 2023 et 2024, octobre 2025

11. Médiateur National de l'Énergie, Baromètre énergie – info 2025 : La facture d'énergie, une préoccupation de plus en plus ancrée chez les ménages, octobre 2025

12. CRE, Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel en 2023 et 2024, octobre 2025

13. Enedis – Open Services & Open Data, Parc raccordé, janvier 2026

14. Estimation RTE

La consommation brute est restée également stable, avec un niveau plus élevé en début d'année

La consommation brute d'électricité française est aussi restée relativement stable en 2025 atteignant 446,1 TWh, avec une variation de +0,9 % entre 2024 et 2025.

La consommation brute a été plus élevée au premier trimestre sous l'effet de la thermosensibilité de la consommation, lorsque les températures ont été inférieures à celles du premier trimestre 2024 (-1,2 °C en moyenne, se traduisant par une hausse

de la consommation de près de 6 TWh au cours du trimestre). C'est en février que l'écart avec le même mois de 2024 a été le plus significatif, lorsque le différentiel de température moyenne a été le plus élevé. La pointe annuelle de consommation a cependant été relevée le 14 janvier à 9 h (lors de la montée en charge du matin). **Malgré la stagnation de la consommation, la pointe de consommation de 2025 s'est établie à son niveau le plus élevé depuis 2021, en atteignant 88 GW.**

Figure 1.4 - Consommation brute (non corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires) et comparaison avec la consommation corrigée, entre 2000 et 2025

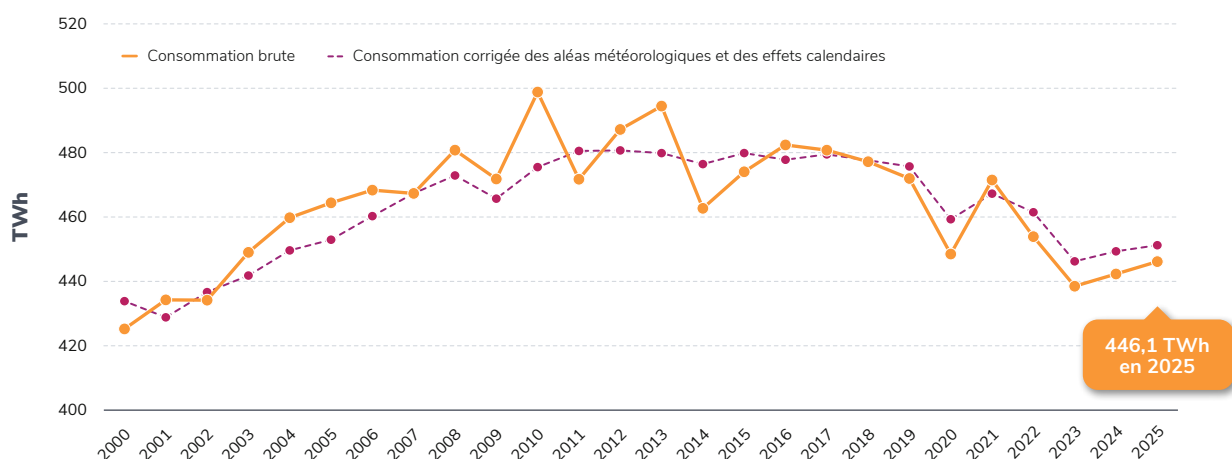
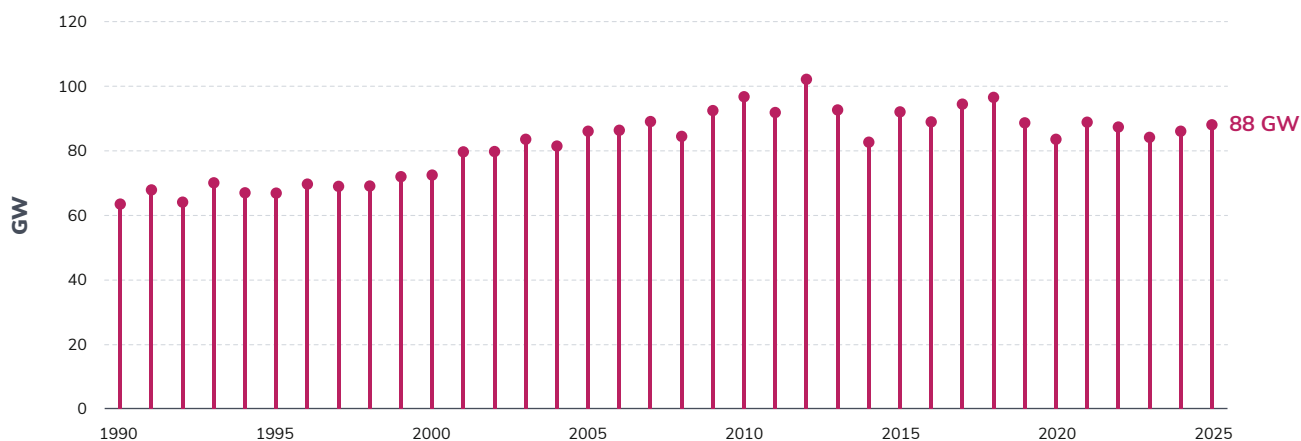


Figure 1.5 - Évolution de la valeur de la pointe annuelle de consommation brute entre 1990 et 2025



Durant l'été, la vague de chaleur¹⁵ qui s'est produite au cours de la seconde partie du mois de juin a aussi provoqué une hausse ponctuelle de la consommation en raison de l'utilisation de la climatisation¹⁶. La consommation française est thermosensible principalement en hiver du fait du chauffage, mais elle l'est aussi dans une moindre mesure en été lors des épisodes prolongés de chaleur intense. Ce type d'épisode a tendance à se multiplier ces dernières années. L'été 2025 s'est placé au second rang pour le nombre de jours de vague de chaleur après 2022 avec 33 jours selon Météo France. La France reste cependant beaucoup

moins thermosensible à cette période de l'année que peuvent l'être des pays du sud de l'Europe comme l'Espagne ou l'Italie (cf. l'analyse des échanges par frontière avec l'Espagne dans le chapitre Échanges).

Tout comme la consommation corrigée, la consommation brute est restée à un niveau bas par rapport à l'historique qui, ajouté à l'abondance de production française (voir chapitre Production), en particulier la production décarbonée, explique le niveau record de solde exportateur des échanges atteint en 2025 (voir chapitre Échanges).

Figure 1.6 - Température réalisée en 2025 et écart à la température normale

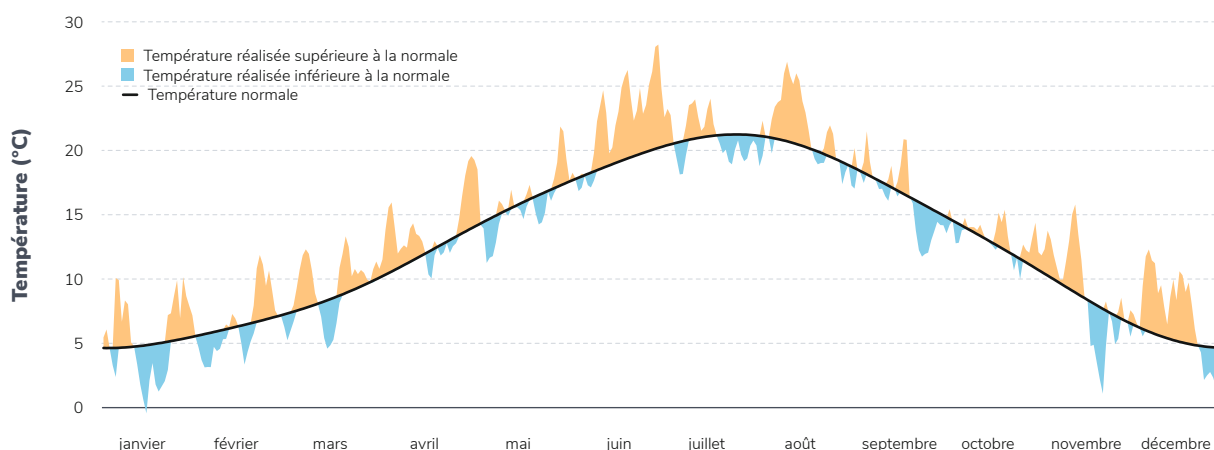
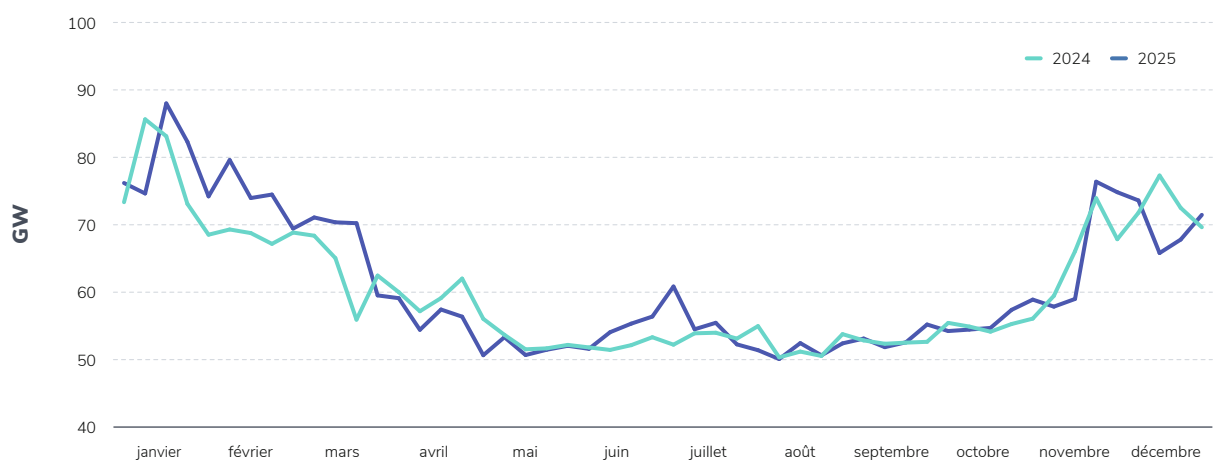


Figure 1.7 - Maxima de consommation hebdomadaires en 2024 et 2025



15. Météo France, 2025 : les bilans climatiques, janvier 2026

16. SDES, Des consommations d'énergie dépendantes des conditions météorologiques, février 2025



FOCUS

Définitions

Consommation brute : c'est la consommation non corrigée des aléas météorologiques et des effets de calendrier. Elle inclut l'autoconsommation et les pertes mais exclut la consommation du pompage et la consommation des auxiliaires de production des centrales. Le périmètre géographique considéré dans le Bilan électrique est la France métropolitaine (Corse incluse).

Consommation corrigée : c'est la consommation brute, à laquelle on applique une correction pour tenir compte des aléas météorologiques,

notamment en ce qui concerne la thermosensibilité, des effets de calendrier et des effacements de consommation. Cela permet de mieux suivre les tendances de fond liées aux déterminants structurels de l'évolution de la consommation.

Consommation finale : c'est la consommation d'électricité des utilisateurs finals (industries, logements, activités tertiaires, agriculture). Elle exclut notamment les pertes sur les réseaux de transport et de distribution. Elle peut être brute ou corrigée des aléas météorologiques, des effets de calendrier et des effacements.



FOCUS

Reconstitution de la consommation brute

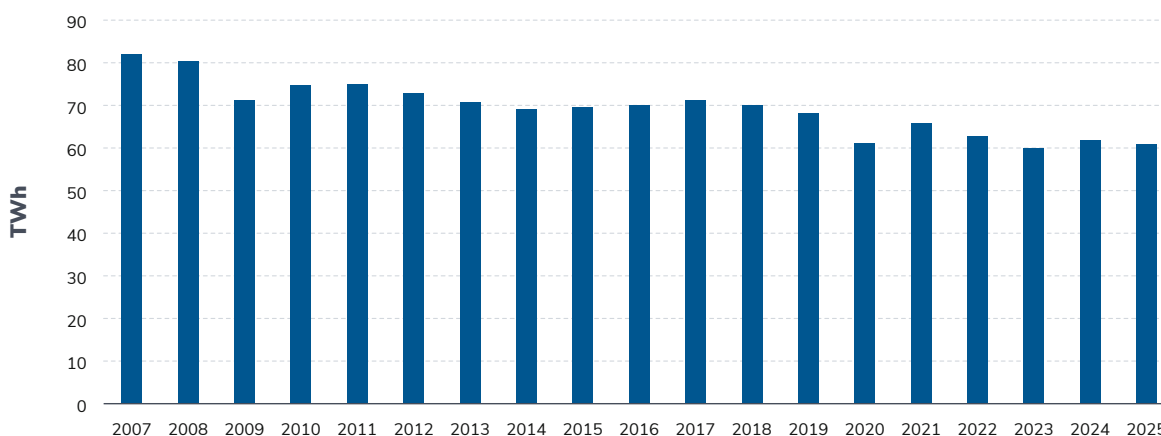
La consommation brute peut être reconstituée à partir de la production et des échanges avec les pays voisins. Notamment, elle correspond à la différence entre, d'une part, la production nette nationale (toute filière confondue, nette de la consommation des auxiliaires et avec prise en compte de l'autoproduction/autoconsommation), et, d'autre part, la consommation liée au pompage des installations hydrauliques de type STEP additionnée au solde des échanges physiques d'électricité. Il est utile de noter que le solde des

échanges physiques diffère légèrement du solde des échanges commerciaux, du fait de l'inclusion des flux physiques avec certaines zones connectées au réseau français mais situées hors France (comme les îles de Jersey et Guernesey) et d'autres différences de périmètre mineures. La consommation brute (tout comme la consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires) inclut les pertes liées au transport de l'électricité sur les réseaux de transport et de distribution. Pour l'année 2025 :

Production nette (autoconsommation incluse)	–	Consommation du pompage	–	Solde exportateur commercial	–	Écart de solde exportateur entre échanges physiques et commerciaux	=	Consommation brute (autoconsommation incluse)
547,5 TWh		8,1 TWh		92,3 TWh		1,0 TWh		446,1 TWh

Une consommation des grands consommateurs raccordés au RPT en baisse dans un contexte économique qui pèse sur les entreprises

Figure 1.8 - Consommation d'électricité des consommateurs raccordés au réseau public de transport*



* Hors enrichissement d'uranium

En 2025, la consommation des grands consommateurs raccordés au réseau public de transport (RPT), qui relèvent pour la plupart du secteur industriel, a reculé de 1,7 %¹⁷ sous l'effet du contexte macro-économique, marqué par de fortes incertitudes géopolitiques et une concurrence internationale accrue. L'indice de production industrielle en France est resté relativement stable en 2025 par rapport à l'année précédente (+0,5 %) ¹⁸, avec une tendance positive en fin d'année, mais la conjoncture a particulièrement pesé sur les secteurs plus représentés parmi les grands consommateurs, notamment la chimie (-3 %). Selon une analyse conjoncturelle de l'Insee, l'atonie de la demande (carnets de commandes) est la principale raison ayant pénalisé l'industrie française en 2025¹⁹. Quelques difficultés

d'approvisionnement et un manque de personnel persistent, même si leur importance a diminué par rapport à 2023.

Ce recul s'inscrit dans la tendance baissière de long terme sous l'effet du développement de l'efficacité énergétique, des crises successives (crise économique de 2008, crise sanitaire, crise énergétique) et du mouvement de désindustrialisation en cours depuis les années 1990 avec la restructuration du tissu productif français et la tertiarisation de l'économie. Ce mouvement semble avoir été arrêté depuis le milieu des années 2010 avec les prémices d'une dynamique de réindustrialisation, soumise toutefois aux aléas géopolitiques et commerciaux des dernières années²⁰ et dont les effets ne sont pour le moment pas visibles sur la consommation d'électricité.

17. La consommation de gaz des industriels raccordés au réseau public de transport a également reculé mais dans des proportions plus importantes (-7 %) – Natran, Bilan gaz 2025, janvier 2026

18. Calcul réalisé sur la base de l'indice de production industrielle INSEE de 2025 comparé à 2024. Source : INSEE, En décembre 2025, la production manufacturière se replie nettement (0,8 %) - Informations rapides - 33, février 2026

19. DGT, Flash conjoncture France - La demande a été le principal frein à la production industrielle en 2025, novembre 2025

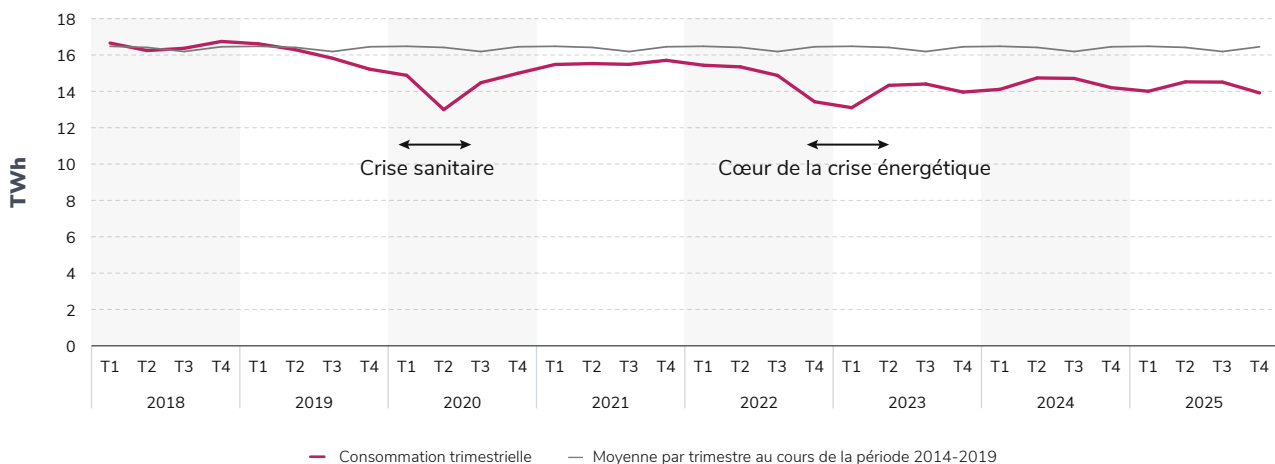
20. DGE, Où en est la réindustrialisation de la France ?, mai 2024

La diminution de la demande d'électricité en 2025 a interrompu le mouvement de reprise entamé l'année précédente. En effet, en 2024 la consommation des grands consommateurs avait augmenté de 3,2 % par rapport à celle de 2023, grâce à un rebond ponctuel de l'activité après le pic de la crise énergétique. Cette reprise avait tout de même été moins forte que celle intervenue en 2021 après la crise sanitaire et n'avait pas permis au secteur de retrouver les niveaux de la période d'avant-crise. Notamment, les adaptations (réductions d'activité ou transformations, développement de l'efficacité énergétique)^{21,22} mises en œuvre par les entreprises pour maintenir leur activité dans un contexte fortement dégradé ont conduit à une restructuration du tissu industriel français^{23,24}. Par ailleurs, même si les offres de marché représentent une part plus importante des contrats de fourniture chez

les consommateurs professionnels, permettant une répercussion des baisses de prix de l'électricité, une partie des consommateurs industriels peut encore dépendre de contrats négociés dans les années passées avec des niveaux de prix beaucoup plus élevés.

Ainsi, en 2025, la demande des grands consommateurs raccordés au RPT est restée 13 % plus faible que celle de la période d'avant-crise (2014-2019). Il est intéressant de noter que l'activité du secteur industriel avait déjà commencé à ralentir dès 2019 en raison de l'intensification des tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine d'une part et les États-Unis et l'UE d'autre part. Les négociations sur le Brexit ont aussi contribué à élever le niveau d'incertitudes qui a pesé sur les investissements et la consommation.

Figure 1.9 - Évolution trimestrielle de la consommation des grands consommateurs d'électricité raccordés au réseau public de transport, entre 2018 et 2025 (hors secteur de l'énergie)



21. INSEE, Impact de la hausse des prix de l'énergie en 2022 sur l'activité des entreprises et leur consommation d'énergie – Les entreprises en France, décembre 2023

22. INSEE, Éclairage - Face aux prix de l'énergie, les entreprises réagissent surtout en augmentant leurs prix de vente, tout en envisageant aussi des investissements pour réduire leur facture énergétique – La croissance résiste, l'inflation aussi, mars 2023

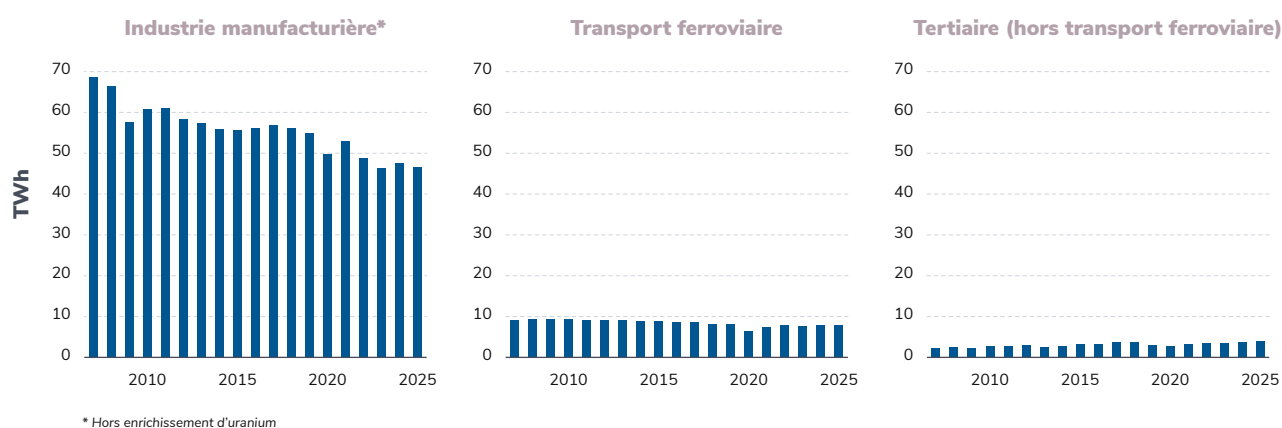
23. Les créations d'entreprises se sont poursuivies à un rythme plus dynamique que les radiations d'entreprises, signe de réallocation des facteurs de production – DGE, Comment expliquer l'augmentation des faillites d'entreprises ?, février 2025

24. DGT, Publication du rapport annuel 2023-2024 du Comité Interministériel de Restructuration Industrielle (CIRI), janvier 2026

Parmi les grands consommateurs, la baisse est portée par l'industrie manufacturière (-2,3 %), alors que la consommation du transport ferroviaire et du secteur de l'énergie est restée stable. La consommation

électrique des grands consommateurs dans l'industrie manufacturière a ainsi reculé en 2025, après une progression de presque 3 % l'année précédente, en sortie de crise énergétique.

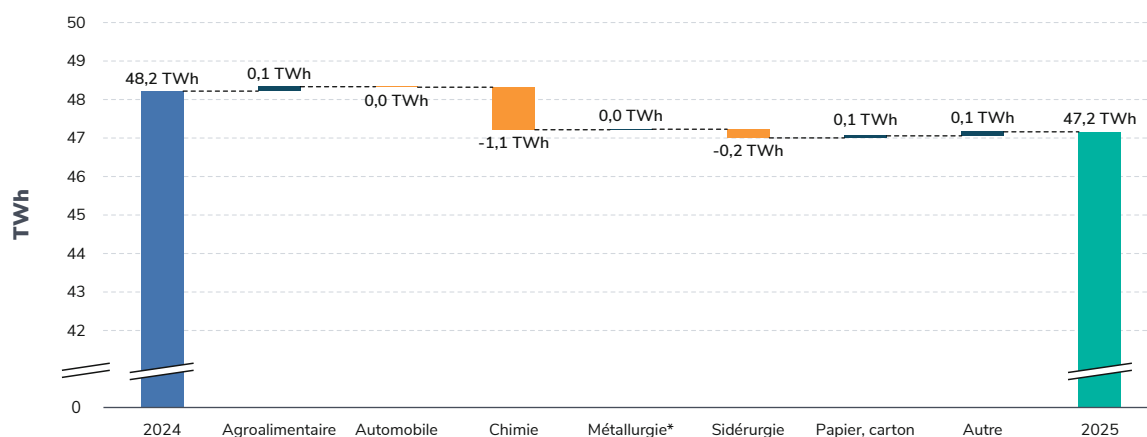
Figure 1.10 - Consommation d'électricité des consommateurs raccordés au réseau public de transport



Au sein de l'industrie manufacturière, la principale baisse a été enregistrée par l'industrie chimique (-9,2 %), suivie dans une moindre mesure par la sidérurgie (-2,6 %).

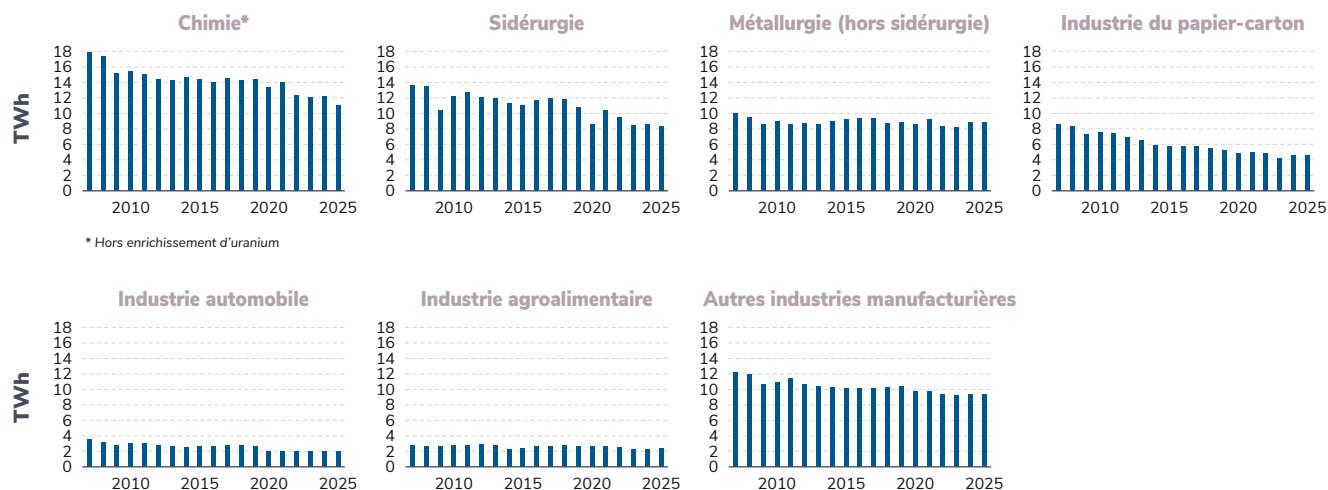
Les tendances pour les grands consommateurs de ces secteurs (i.e. ceux raccordés au réseau de transport d'électricité) sont généralement représentatives de leur consommation nationale, puisqu'une grande

Figure 1.11 - Évolution entre 2024 et 2025 de la consommation des grands consommateurs de l'industrie manufacturière raccordés au réseau public de transport par secteur



* Hors Sidérurgie

Figure 1.12 - Consommation d'électricité de l'industrie manufacturière raccordée au réseau public de transport

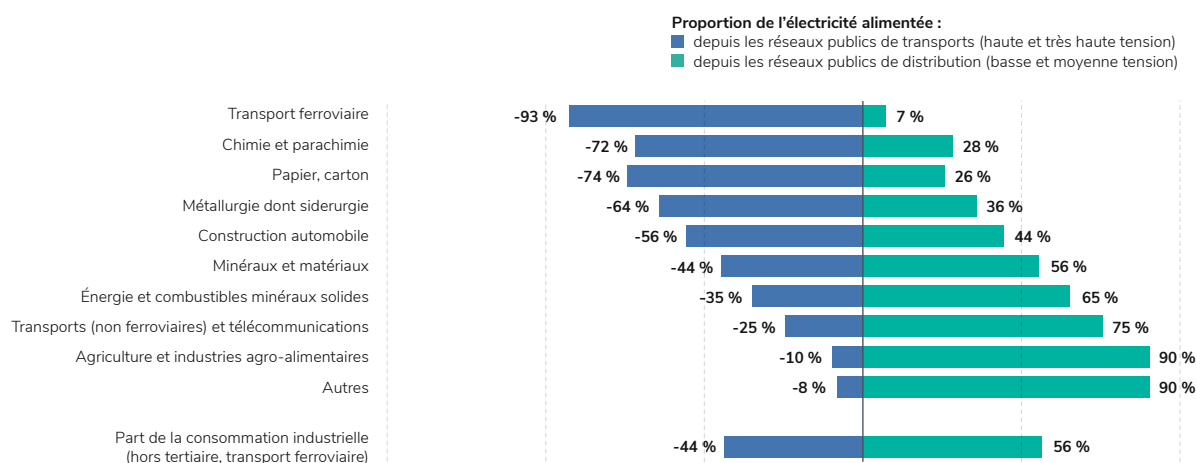


partie de la consommation de ces secteurs est alimentée directement par le réseau public de transport, sans passer par les réseaux de distribution (à l'exception du secteur agroalimentaire). Globalement, la moitié de la consommation électrique de l'industrie manufacturière se situe sur le réseau de transport d'électricité.

En Europe, le secteur de la chimie traverse depuis de nombreuses années des difficultés dues à un marché

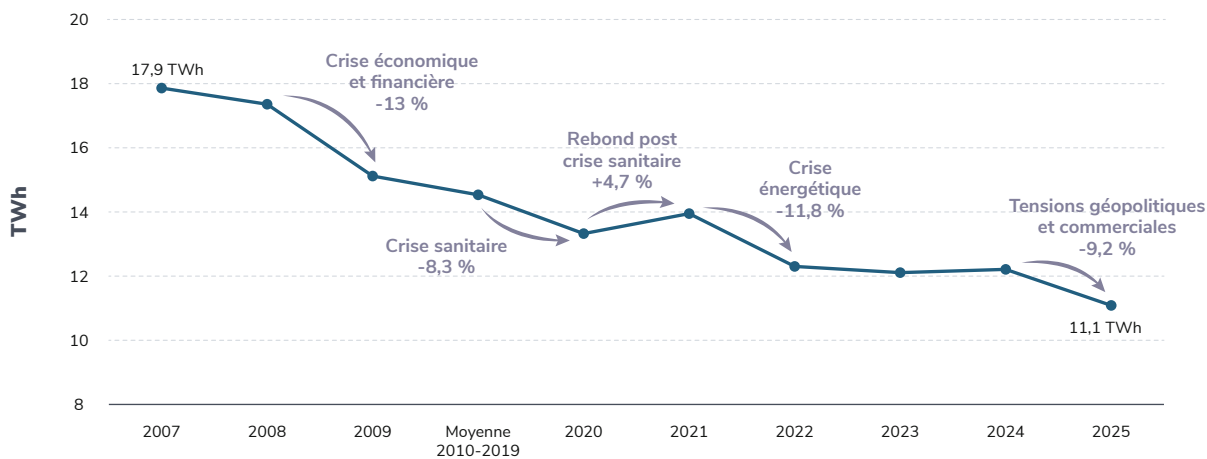
intérieur faible, à un déficit de compétitivité à l'échelle mondiale lié aux coûts de l'énergie plus élevés qu'aux États-Unis, en Asie ou encore au Moyen-Orient, et à un manque d'innovation. Le coût du gaz utilisé par le secteur est par exemple trois fois plus élevé en Europe qu'aux États-Unis, et la mise en place des droits de douane américains a en plus aggravé la situation car le secteur est largement exportateur²⁵. Ainsi, la production en 2025 était plus faible

Figure 1.13 - Proportion de la consommation électrique des industries françaises alimentée respectivement depuis le réseau de transport et celui de distribution en 2024 (segmentation selon la NAF REV2)



25. Le Figaro, Demande plus faible, concurrence chinoise, manque de compétitivité... En détresse, la chimie presse Bruxelles d'agir plus vite, décembre 2025

Figure 1.14 - Évolution de la consommation des industriels de la chimie raccordés au réseau public de transport*



* Hors enrichissement d'uranium

de 12 % par rapport à 2019 selon l'INSEE²⁶. Face à ces difficultés, l'Union européenne a publié le 8 juillet 2025 un plan visant à renforcer l'industrie chimique européenne en lui permettant de se moderniser et d'améliorer sa compétitivité.

Le secteur de la sidérurgie est également confronté à un environnement fortement concurrentiel et à une

surcapacité de production à l'échelle mondiale. Comme pour la chimie, le secteur est également affecté par une baisse de compétitivité même s'il dispose d'un dispositif de protection commerciale depuis 2018 (d'abord provisoire puis devenu définitif en 2019²⁷) permettant de défendre l'acier européen. Ce dernier va être remplacé par un nouveau dispositif annoncé le 8 octobre 2025²⁸ et jugé plus efficace.

26. INSEE, Indice de la production industrielle base 2021, janvier 2026

27. Règlement d'exécution (UE) 2019/159 de la commission du 31 janvier 2019 instituant des mesures de sauvegarde définitives à l'encontre des importations de certains produits sidérurgiques

28. Ministère de l'Économie des Finances et de la Souveraineté industrielle et énergétique, Sidérurgie : la Commission européenne propose un mécanisme de protection contre les importations déloyales, octobre 2025

La consommation des centres de données croît progressivement mais reste pour le moment limitée en comparaison de celle des autres secteurs

La France dispose d'un environnement favorable à l'installation d'infrastructures numériques telles que les centres de données, grâce à la qualité du réseau, à l'abondance de production d'électricité décarbonée et à l'existence de zones industrielles bien connectées aux grands réseaux de télécommunication.

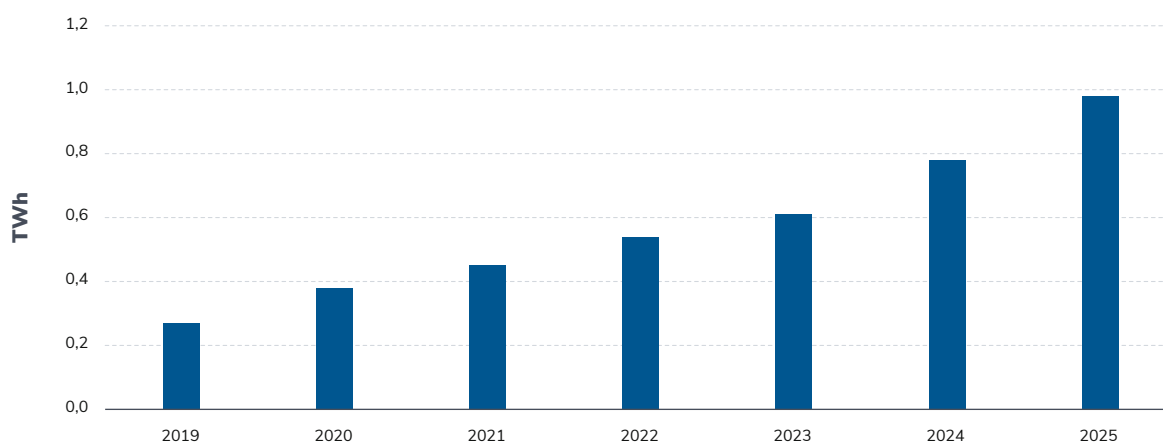
Il existe différents types de centres de données : on peut notamment distinguer les centres de données « sur site dédié » de ceux qui sont intégrés dans les locaux de l'entreprise ou de l'administration qui en a l'usage, pour lesquels les consommations peuvent difficilement être isolées des autres consommations de l'entreprise ou administration en question.

La consommation électrique des centres de données « sur site dédié » raccordés au réseau public de transport d'électricité est aujourd'hui relativement faible au regard de la consommation totale française :

elle a atteint près de 1 TWh en 2025 et environ 0,8 TWh en 2024²⁹ (3 TWh sur le réseau public de distribution d'Enedis en 2024³⁰). Cependant, la tendance est pour le moment haussière malgré les gains d'efficacité énergétique des dernières années. Cette dynamique s'explique notamment par l'augmentation des besoins liés au numérique tels que le stockage, le traitement et la sécurisation d'un volume de données en forte croissance ou l'intelligence artificielle. La consommation électrique de ces centres de données a ainsi doublé en quatre ans, entre 2021 et 2025. Cette dynamique pourrait se poursuivre dans le cadre des investissements importants annoncés notamment lors du Sommet pour l'action sur l'intelligence artificielle de février 2025 ou l'événement Choose France de novembre 2025.

Aujourd'hui, les puissances de raccordement de ces structures varient entre 40 à 240 MW pour un total

Figure 1.15 - Consommation d'électricité des centres de données «sur site dédié» raccordés au réseau public de transport



²⁹. La consommation totale des centres de données en France s'élevait à environ 4 à 6 TWh en 2023, selon une estimation du ministère : SDES, La consommation d'électricité des centres de données entre 2018 et 2023, octobre 2025

³⁰. Au moment de la rédaction de ce chapitre, les chiffres 2025 n'étaient pas encore disponibles

de 770 MW à fin décembre 2025. Elles sont principalement situées en Île-de-France. L'évolution de la consommation d'un nouveau centre de données est caractérisée par un délai de montée en charge avant l'atteinte de la puissance de fonctionnement nominale, qui peut par ailleurs être inférieure à la puissance de raccordement demandée initialement. Ce délai

est en général long avec un écart significatif entre la puissance utilisée et la puissance de raccordement souscrite, même après plusieurs années de fonctionnement. Le taux moyen d'utilisation de la puissance de raccordement pour les installations raccordées au réseau public de transport s'élève ainsi aujourd'hui à 22 %.

Le profil de consommation résiduelle continue de se déformer

Le fonctionnement du système électrique nécessite un équilibre à chaque instant entre production et consommation d'électricité. Cet équilibre est assuré notamment grâce à la flexibilité des moyens de production pilotables dont l'hydraulique, le thermique et le nucléaire mais également via les contributions des flexibilités de consommation et de la flexibilité sur la production renouvelable (flexibilité à la baisse), qui tendent à se développer par ailleurs.

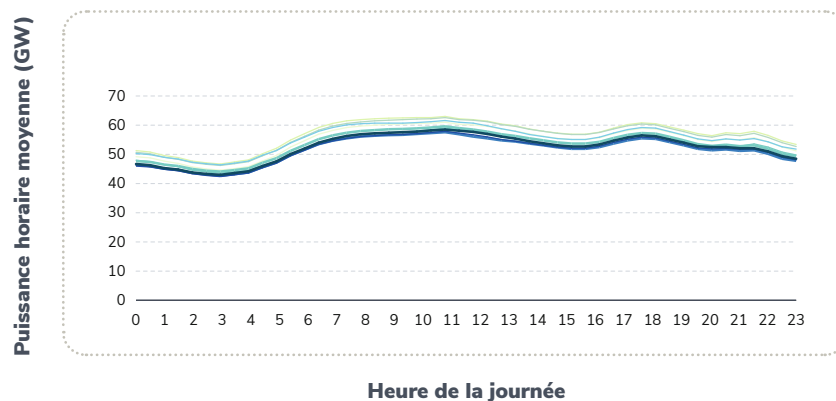
La courbe de consommation résiduelle est un indicateur permettant d'analyser les besoins de flexibilité du système. Elle correspond à la consommation qu'il reste à satisfaire par les moyens de production pilotables, une fois prises en compte les volumes de production renouvelable dite « fatale », c'est-à-dire à coût variable nul. Au cours des dernières années, le profil journalier de consommation résiduelle a fortement évolué, sous l'effet d'une part de la baisse du niveau de consommation et d'autre part du développement de la production renouvelable (notamment solaire et éolienne). Son niveau moyen a décru progressivement et sa forme s'est creusée en milieu de journée sous l'effet du volume important de production solaire photovoltaïque. La courbe de consommation résiduelle est désormais caractérisée par deux pointes courtes de

quelques heures (le matin et le soir) et deux périodes de creux (l'après-midi et la nuit).

Cette déformation illustre le besoin et l'intérêt de développer des flexibilités supplémentaires, pour tirer pleinement parti de l'abondance de production décarbonée, notamment en milieu de journée. L'adaptation du profil de consommation au profil de production, ou « flexibilité de la demande », est un des leviers existants et représente un enjeu important dans la gestion d'un mix électrique avec une forte part d'énergies renouvelables. Elle consiste à positionner davantage de consommation lorsque la production décarbonée à faible coût (renouvelable et nucléaire) est abondante, réduisant la consommation pendant les heures où cette production est moins disponible.

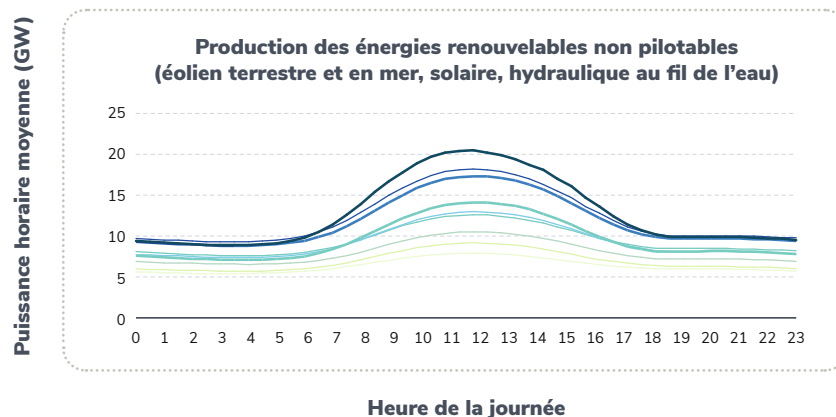
En complément, le développement de la flexibilité sur la production, notamment la modulation de la production renouvelable (participation au mécanisme d'ajustement, encadrement de la dynamique d'arrêt lors des périodes de prix négatifs...) apparaît essentiel pour assurer l'exploitation du système électrique lors des périodes d'abondance de production (voir chapitres *Production* du Bilan Électrique 2025 et *Consommation* du Bilan Prévisionnel 2025).

Figure 1.16 - Consommation brute (non corrigée des aléas météorologiques)



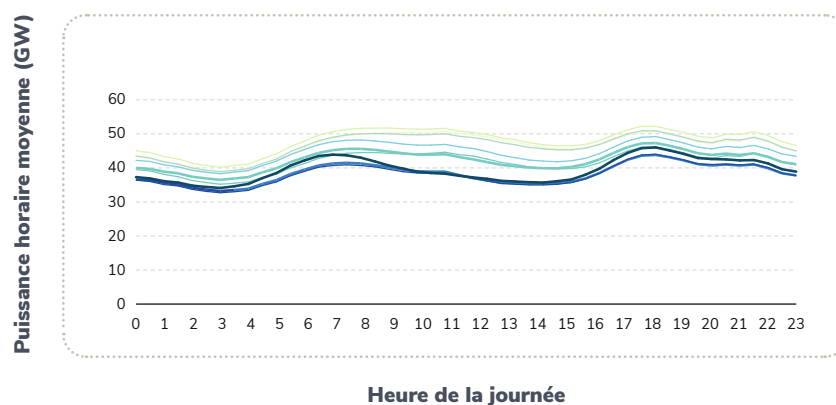
En 2025, le niveau de la consommation brute (non corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires) est resté bas par rapport aux années avant crise sanitaire et proche de celui de 2024.

Figure 1.17 - Production des énergies renouvelables non pilotables (éolien terrestre et en mer, solaire, hydraulique au fil de l'eau)



La production renouvelable augmente progressivement avec le développement des parcs installés. La filière éolienne produit tout au long de la journée et translate les courbes vers le haut. La production photovoltaïque se concentre autour de 13-14 h et crée une « bosse » en milieu de journée.

Figure 1.18 - Consommation résiduelle, à couvrir par les moyens pilotables



La courbe de consommation résiduelle se décale vers le bas sous l'effet combiné de la baisse de la consommation totale et de la hausse de la production éolienne. En milieu de journée, elle se creuse davantage du fait de la production solaire.

La production

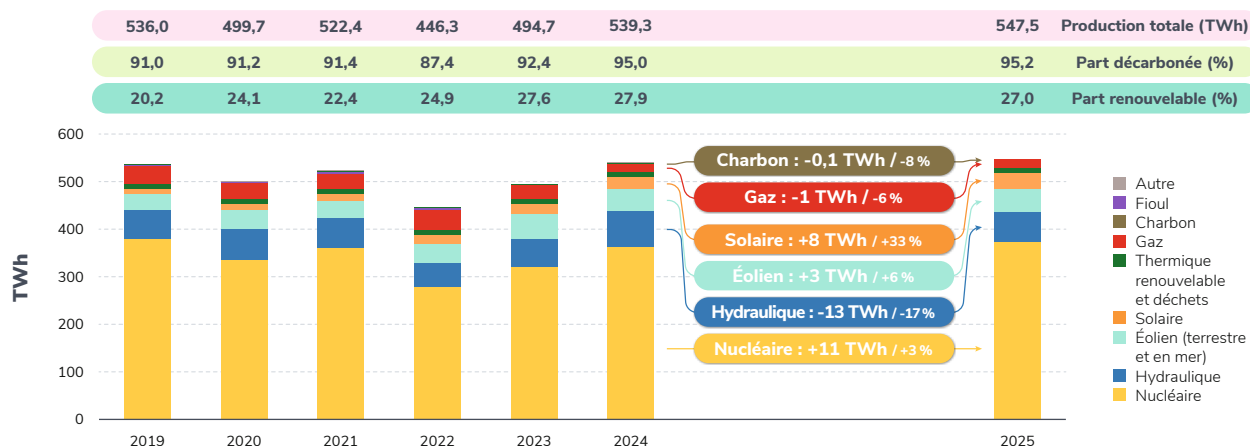
BILAN ÉLECTRIQUE 2025

La production totale d'électricité en France a légèrement crû en 2025, avec une part d'électricité décarbonée qui se maintient à plus de 95 %

La production d'électricité en France métropolitaine a atteint 547,5 TWh en 2025. Après deux années de forte croissance en 2023 et 2024, de l'ordre de 10 % par an, liée essentiellement au rétablissement de la production hydraulique du fait de conditions météorologiques plus favorables, le volume d'électricité produite en France métropolitaine a très légèrement crû en 2025 (+8,2 TWh/+1,5 % par rapport à son niveau de 2024).

Cette stabilité résulte de dynamiques variables selon les filières. L'année 2025 aura notamment été marquée par un recul très significatif de la production hydraulique (-12,9 TWh) qui avait bénéficié de précipitations exceptionnelles en 2024. Cette baisse a été compensée par la production nucléaire qui a retrouvé des niveaux plus élevés après le redressement entamé en 2023 et poursuivi en 2024 (+11,3 TWh en 2025 par rapport au niveau observé sur l'année 2024) et par la hausse des productions solaire (+8,1 TWh) et éolienne (+2,8 TWh), portées

Figure 2.1 - Évolution de la production annuelle d'électricité par filière entre 2019 et 2025



* La production à partir de déchets ménagers est considérée renouvelable à 50 %. La production hydraulique est retranchée de 70 % de la consommation de pompage des STEP selon la Directive européenne 2009/28/CE.

Figure 2.2 - Production totale d'électricité en France en 2025 et répartition par filière



notamment par le développement des capacités associées. La production thermique fossile a baissé pour la troisième année consécutive (-1,3 TWh) et reste, comme en 2024, à un niveau très bas, inédit depuis le début des années 1950.

Le volume de production d'électricité bas-carbone (nucléaire et renouvelable) en France a atteint en

2025 un maximum historique, soit 521,1 TWh. Cela représente 95,2 % de l'électricité produite sur le territoire métropolitain, une part similaire à celle de 2024 (95,0 %). La part d'électricité d'origine renouvelable a en revanche reculé en 2025 (27 %) par rapport au niveau historique atteint en 2024 (27,9 %).

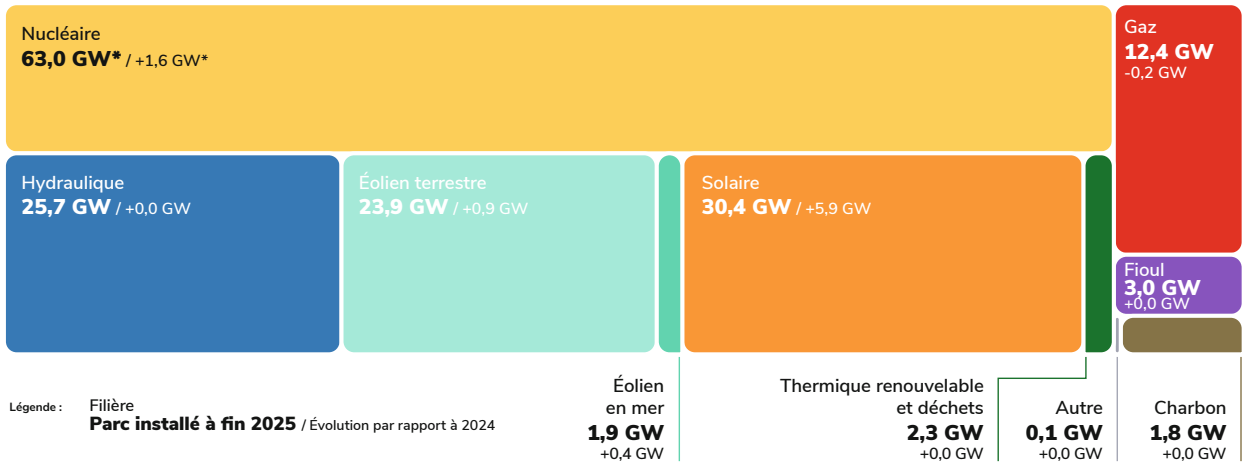
Le parc installé de production d'électricité français a poursuivi son développement

Le parc de production d'électricité poursuit son développement en France métropolitaine, avec 8,7 GW de capacités nouvellement installées toutes filières confondues sur l'année 2025.

Le développement du parc résulte en premier lieu des capacités solaires (+5,9 GW) qui ont continué à progresser à un rythme élevé en 2025. Il concerne

également le parc nucléaire, avec le réacteur nucléaire de Flamanville 3 (1,6 GW), couplé au réseau en décembre 2024 et dont la mise en service progressive s'est poursuivie au cours de l'année 2025 et début 2026. Les capacités éoliennes terrestres (+0,9 GW) et en mer (+0,4 GW) ont également progressé, dans une moindre mesure. D'autre part, les capacités de production électrique à gaz ont légèrement reculé (-0,2 GW¹), principalement avec la fermeture de petites centrales de cogénération.

Figure 2.3 - Parc de production d'électricité en France à fin 2025 et répartition par filière



* En incluant Flamanville 3 actuellement en cours de mise en service

1. Il s'agit notamment de cogénérations, voir également la note de bas de page numéro 30.

La production nucléaire a augmenté en 2025 et retrouve un niveau proche de celui de 2019, avec néanmoins des évolutions sur le profil de production des réacteurs

La production nucléaire française totale a augmenté pour la troisième année consécutive après le point bas atteint lors de l'année 2022. Elle s'est établie à 373,0 TWh, soit 11,3 TWh de plus qu'en 2024 (+3 %). Cette augmentation a toutefois été bien moindre que celles observées entre 2022 et 2023 (+23 TWh, soit +11 %) et entre 2023 et 2024 (+30 TWh, soit +13 %). En effet, la forte progression de la production au cours des années 2023 et 2024 correspondait au redressement qui faisait suite à la crise liée à la corrosion sous contrainte dont les effets sont apparus à partir de fin 2021 et sont devenus particulièrement perceptibles en 2022. Dès 2024, la production annuelle avait retrouvé un niveau proche de celui observé avant crise.

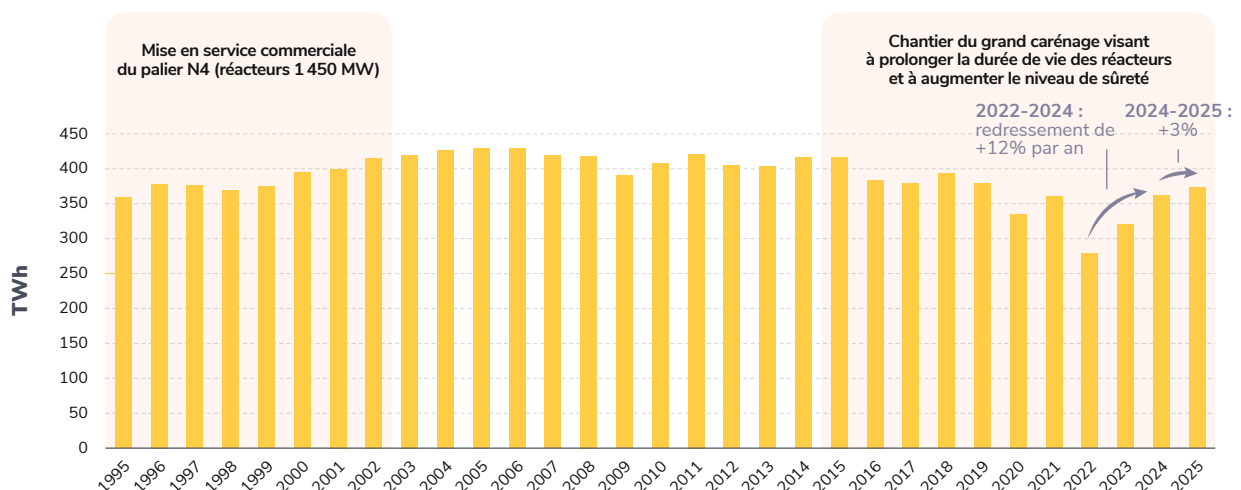
La tendance observée en 2025 confirme ainsi le rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire français à un niveau comparable à celui d'avant-crise.

En 2022, au plus fort de la crise, jusqu'à près de 65 % du parc avait été à l'arrêt en même temps, sous

l'effet conjoint des maintenances liées à la corrosion sous contrainte et des répercussions de la crise sanitaire sur les plannings de maintenance. Étant donné la forte part de la production nucléaire dans le mix électrique français (entre 63 et 77 % sur les dix dernières années, 68,1 % en 2025), la crise de 2022 avait entraîné des répercussions d'ampleur sur le système électrique, avec notamment un recours accru aux importations : la France était redevenue importatrice nette d'électricité pour la première fois depuis 1980. Dans une moindre mesure, la production fossile, essentiellement au gaz, avait également augmenté de manière contenue.

Dès 2023, puis en 2024, la finalisation progressive des contrôles et des réparations liés à la corrosion sous contrainte avait permis à la production de se rétablir progressivement jusqu'à retrouver un niveau dépassant les 360 TWh en 2024. Dans le même temps, la France redevenait très largement exportatrice et la production fossile chutait pour atteindre des niveaux historiquement bas.

Figure 2.4 - Évolution de la production nucléaire en France depuis 1995



L'année 2025 confirme le constat établi en 2024 : les effets de la corrosion sous contrainte et les répercussions de la crise sanitaire sur la production ne sont pratiquement plus perceptibles. Les risques et les enjeux liés à la corrosion sous contrainte semblent bien intégrés et maîtrisés par l'exploitant. La stratégie de contrôle des réacteurs permet désormais de surveiller ce phénomène sans devoir mettre en place les lourdes opérations qu'avaient initialement connu les réacteurs suspectés d'être à risque de présenter des défauts de ce type.

La production réalisée en 2025 (373,0 TWh) est légèrement supérieure aux projections de court-terme établies dans un certain nombre de publications récentes. Ainsi, la Commission de régulation de l'énergie² considère un niveau de référence de 362 TWh/an entre 2026 et 2028. Dans les Bilan prévisionnels 2023 et 2025 de RTE, le niveau central des projections de production se situe autour de 360-365 TWh/an d'ici à 2030. Enfin, l'exploitant projette pour 2026 et 2027 une fourchette de 350 à 370 TWh³.

Ces différentes projections reposent sur une approche prospective : une relative incertitude existe autour du niveau effectif de production observé chaque année, qui dépend d'un nombre important de facteurs associés au système électrique dans son

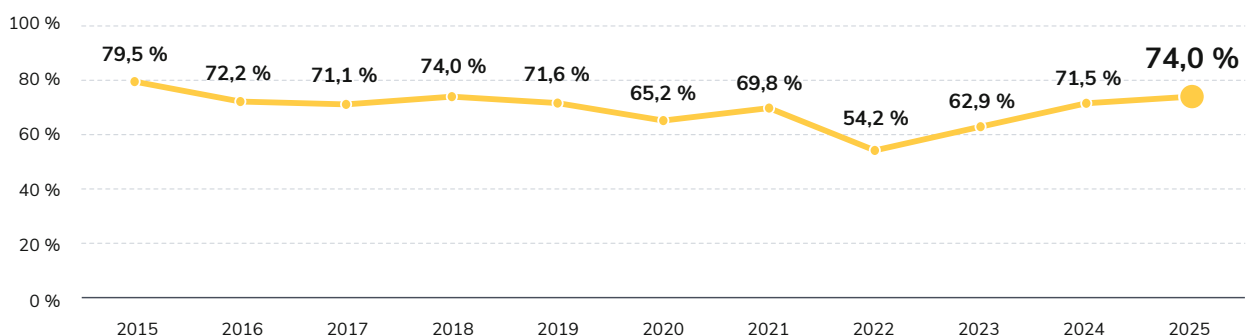
ensemble (notamment conditions météorologiques, aléas fortuits sur la disponibilité des moyens, etc.).

La bonne performance actuelle du nucléaire par rapport aux niveaux anticipés permet d'envisager une situation plutôt favorable pour les prochaines années (sauf nouvelle crise) en vue d'accompagner l'accélération de l'électrification et de la réindustrialisation du pays, qui devrait se traduire à moyen terme par une augmentation de la consommation.

Une bonne disponibilité globale, favorisée notamment par un nombre relativement faible de maintenances d'ampleur

La tendance constatée du point de vue de la production, c'est-à-dire une amélioration à la marge en 2025 après une progression significative entre 2022 et 2024, s'observe également s'agissant de la disponibilité : sur l'ensemble de l'année 2025, celle-ci s'est élevée à 74,0 %⁴ soit un niveau supérieur de deux points et demi à celui observé l'année précédente (71,5 %). Depuis 2024 déjà, le parc nucléaire est revenu à des niveaux de disponibilité proches de ceux observés les années qui précédaient la crise de la corrosion sous contrainte.

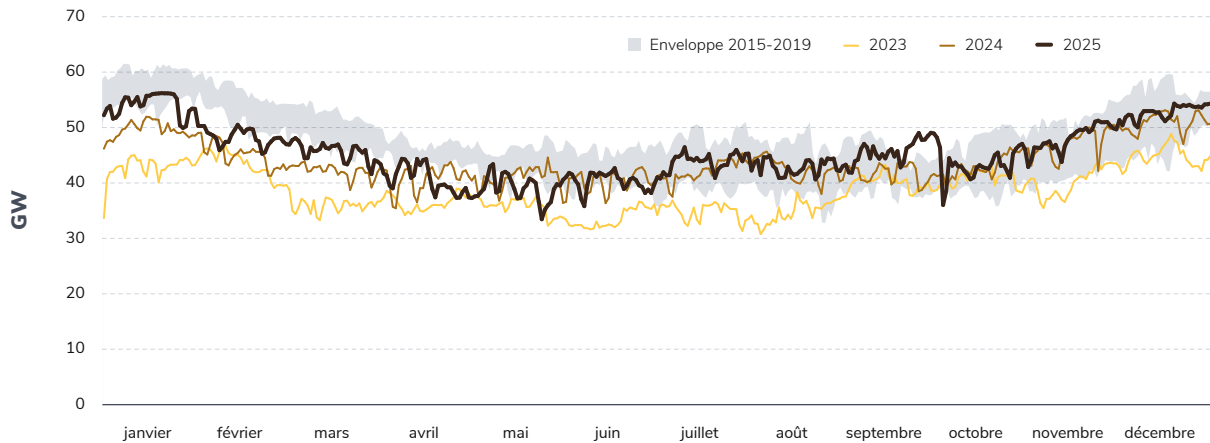
Figure 2.5 - Évolution du taux annuel de disponibilité* du parc nucléaire français entre 2015 et 2025



* Sur la base des indisponibilités déclarées au titre de REMIT. Le taux ainsi calculé est légèrement inférieur au coefficient de disponibilité (Kd) rapporté par EDF dans ses publications annuelles, car il intègre tous les types d'indisponibilités sans différenciation de leurs causes. Dans ses publications annuelles, EDF impute certains arrêts (pour économie de combustible par exemple) ou certaines limitations de puissance (pour respecter les limites de température concernant l'eau de refroidissement rejetée par le réacteur par exemple) en tant que modulations et non en tant qu'indisponibilités. Ici toutes les indisponibilités sont comptées, quelle qu'en soit l'origine, car une identification précise de leurs causes n'est pas toujours possible. Le calcul exclut l'EPR de Flamanville qui est encore en phase d'essais.

- Dans son rapport de septembre 2025 sur l'évaluation des coûts complets de la filière : CRE, Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028, septembre 2025
- EDF, Communiqué de presse : Estimation de production nucléaire d'EDF en France, 18 décembre 2025
- Hors EPR de Flamanville qui est actuellement en phase d'essais.

Figure 2.6 - Évolution de la disponibilité nucléaire quotidienne moyenne au cours de l'année 2025 et comparaison avec les années précédentes



La disponibilité d'ensemble du parc s'est située proche du bas de l'enveloppe historique d'avant-crise⁵ (2015-2019) au cours du premier semestre de 2025 et globalement dans l'enveloppe historique à partir du mois de juin. La disponibilité a été relativement proche de celle observée en 2024 toute l'année, à l'exception des mois de janvier, février et mars où elle a été supérieure. Cette différence s'explique notamment car le fait que ces mois-là concentraient, l'année précédente, un nombre important de visites décennales (voir plus loin).

L'analyse des taux mensuels de disponibilité par centrale montre pour la plupart d'entre elles une disponibilité très élevée en janvier et en février, mois qui correspondent à la période à plus fort enjeu du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. L'exploitant planifie habituellement les interventions sur le parc en concentrant dans la mesure du possible les arrêts du printemps à l'automne, afin de maximiser la disponibilité pendant les mois d'hiver.

Figure 2.7 - Taux de disponibilité moyen par centrale nucléaire et par mois au cours de l'année 2025

Centrale	Nb. réacteurs	Palier	Puissance installée	2025												Année entière
				Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	
Belleville	2	1 300	2,6 GW	99 %	99 %	100 %	66 %	61 %	86 %	31 %	60 %	50 %	40 %	0 %	43 %	61 %
Blayais	4	900	3,6 GW	97 %	79 %	83 %	76 %	52 %	61 %	70 %	61 %	70 %	76 %	92 %	94 %	76 %
Bugey	4	900	3,6 GW	95 %	88 %	72 %	61 %	77 %	88 %	93 %	76 %	50 %	49 %	73 %	96 %	76 %
Cattenom	4	1 300	5,2 GW	99 %	87 %	82 %	60 %	46 %	45 %	70 %	72 %	96 %	91 %	98 %	96 %	79 %
Chinon	4	900	3,6 GW	99 %	75 %	73 %	70 %	70 %	86 %	74 %	74 %	61 %	69 %	99 %	100 %	79 %
Chooz	2	1 450	2,9 GW	97 %	91 %	93 %	66 %	46 %	49 %	78 %	79 %	49 %	40 %	41 %	51 %	65 %
Civaux	2	1 450	2,9 GW	85 %	100 %	97 %	54 %	49 %	49 %	62 %	99 %	100 %	54 %	82 %	100 %	78 %
Crusas	4	900	3,6 GW	73 %	50 %	63 %	70 %	83 %	78 %	42 %	59 %	73 %	65 %	75 %	82 %	68 %
Dampierre	4	900	3,6 GW	100 %	88 %	76 %	67 %	71 %	63 %	73 %	75 %	71 %	72 %	76 %	99 %	78 %
Flamanville*	2	1 300	2,6 GW	42 %	50 %	50 %	49 %	82 %	68 %	84 %	94 %	95 %	88 %	50 %	49 %	67 %
Golfech	2	1 300	2,6 GW	95 %	62 %	47 %	53 %	46 %	48 %	37 %	46 %	50 %	46 %	50 %	50 %	52 %
Gravelines	6	900	5,4 GW	91 %	79 %	63 %	66 %	56 %	66 %	86 %	49 %	66 %	64 %	77 %	83 %	70 %
Nogent	2	1 300	2,6 GW	100 %	82 %	97 %	70 %	49 %	50 %	83 %	91 %	99 %	78 %	100 %	100 %	83 %
Paluel	4	1 300	5,2 GW	74 %	88 %	78 %	74 %	74 %	74 %	93 %	75 %	76 %	100 %	95 %	96 %	83 %
Penly	2	1 300	2,6 GW	47 %	50 %	50 %	59 %	76 %	89 %	90 %	85 %	97 %	97 %	98 %	97 %	78 %
Saint-Alban	2	1 300	2,6 GW	100 %	100 %	90 %	87 %	83 %	50 %	50 %	49 %	51 %	92 %	98 %	100 %	79 %
Saint-Laurent	2	900	1,8 GW	100 %	50 %	49 %	47 %	46 %	39 %	41 %	69 %	92 %	52 %	99 %	99 %	65 %
Tricastin	4	900	3,6 GW	91 %	75 %	75 %	89 %	68 %	78 %	75 %	62 %	92 %	72 %	76 %	88 %	78 %

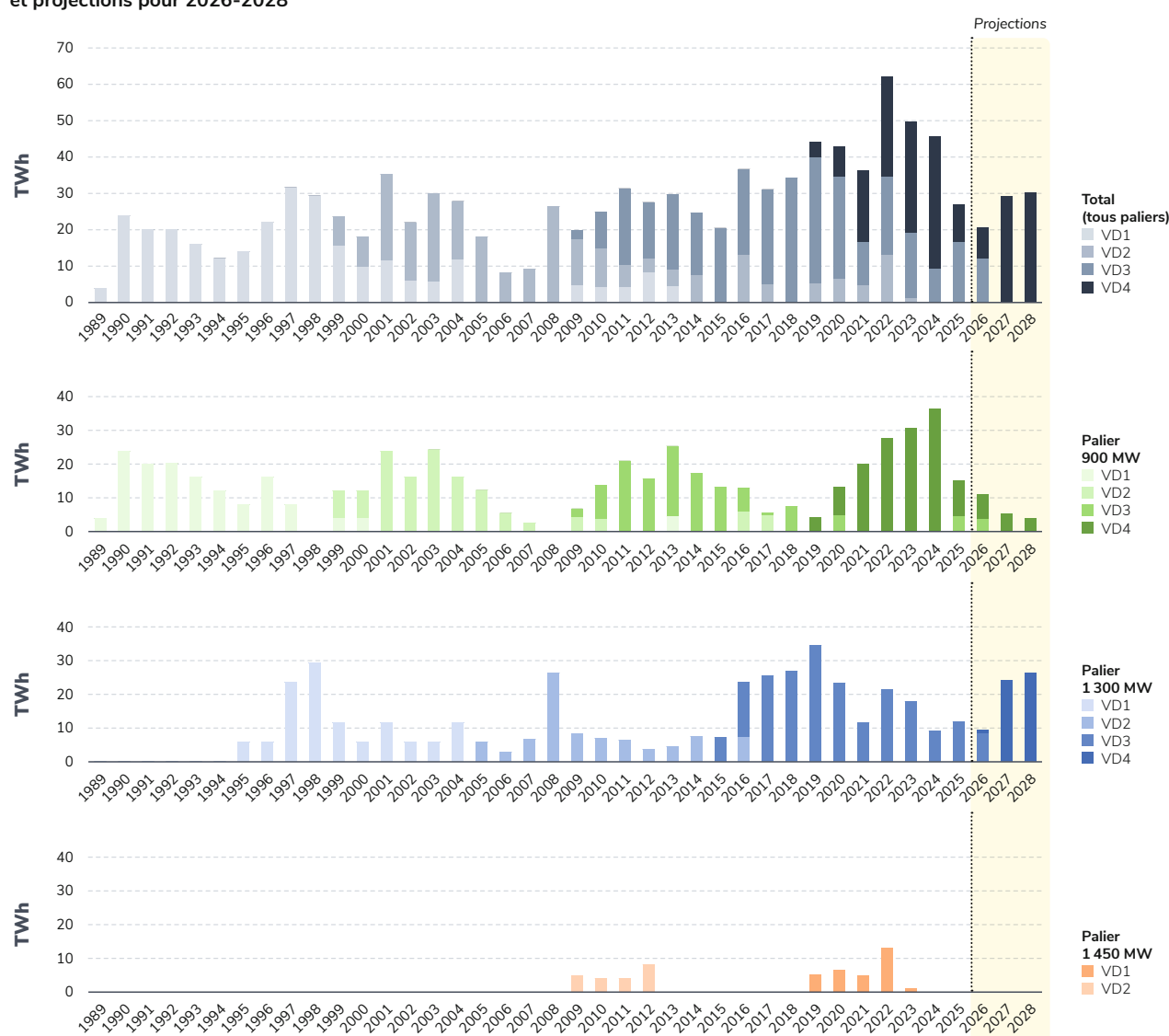
*Hors EPR Flamanville 3.

5. La puissance installée était alors plus élevée de 1,8 GW, les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim étant alors toujours en activité (jusqu'à février 2020 pour l'un et juin 2020 pour l'autre).

L'année 2025 a été caractérisée par un effet relativement contenu des maintenances d'ampleur, en particulier de visites décennales. L'énergie non-produite pour cause de visite décennale, a été, en 2025, la plus faible observée depuis 2016 (environ 27 TWh contre 43 TWh en moyenne entre 2016 et 2024). Cette baisse notable est la conséquence de plusieurs facteurs : d'une part, la fin du cycle

des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW, particulièrement chargé car il correspond à la période, au début des années 1980, la plus soutenue de mise en service de réacteurs⁶ ; d'autre part, la mise en place progressive par l'exploitant, entre 2020 et 2025, du programme d'amélioration de la maîtrise des arrêts de réacteurs⁷ ; enfin la résorption des problèmes de disponibilité liés à la crise

Figure 2.8 - Énergie non-produite par le parc nucléaire français en raison des visites décennales entre 1989 et 2025, et projections pour 2026-2028



Précisions sur le mode de calcul : l'énergie non-produite est estimée par RTE sur la base :

- des dates des visites décennales (sources : Cour des comptes pour les années jusqu'à 2004, ASNR pour les années 2005-2025, déclarations REMIT pour les années 2026 à 2028) ;
- et les durées des visites décennales (sources : durée normative estimée à 4 mois pour les années jusqu'à 2004, ASNR pour les années 2005-2025, déclarations REMIT pour les années 2026 à 2028).

- Cette concentration propre aux visites décennales des réacteurs de 900 MW s'observe également, mécaniquement, dans la première moitié de chacune des décennies précédentes (voir la figure 6).
- Baptisé START 2025, il a pour but de limiter les dépassements fortuits de calendrier d'arrêt, ce qui a pour conséquence de maximiser le productible.

de la corrosion sous contrainte, qui avaient notamment eu pour conséquence d'allonger la durée de certaines visites décennales afin de procéder à des contrôles spécifiques à ce phénomène, non prévus initialement.

De ce point de vue, les années 2025 et 2026 (selon le calendrier prévu) font toutefois figure d'exception. Le calendrier des visites décennales est amené à se redensifier par la suite. Les quatrièmes visites décennales des réacteurs du palier 1 300 MW, en vue de prolonger leur exploitation jusqu'à 50 ans, démarrent en effet à partir de 2026. Ce cycle, qui concerne un nombre important de réacteurs et doit permettre de prolonger leur durée de vie au-delà de celle initialement envisagée, présente des défis importants du point de vue industriel. À partir de 2029, s'engageront également les premières visites décennales n° 5 des réacteurs de 900 MW, avec là aussi des enjeux importants du point de vue industriel et un calendrier chargé.

Les profils de disponibilité varient considérablement au cours du temps et d'une centrale à l'autre.

Au cours de la dernière décennie, les centrales qui composent le parc nucléaire français présentent des taux de disponibilité assez différents. Pour une centrale donnée, la disponibilité varie considérablement au cours de la période, au gré de la vie des

réacteurs, notamment des arrêts d'ampleur comme les visites décennales, mais également des aléas survenant sur le fonctionnement et la maintenance des réacteurs.

On constate également, sur l'ensemble de la période, que la disponibilité globale est variable d'une centrale à l'autre. On distingue par exemple nettement les deux centrales où a été identifié en premier le phénomène de corrosion sous contrainte et qui ont été les plus affectées par cet épisode : les quatre réacteurs des centrales de Chooz et Civaux, appartenant tous au palier 1 450 MW, ont été arrêtés durant l'entièreté de l'année 2022.

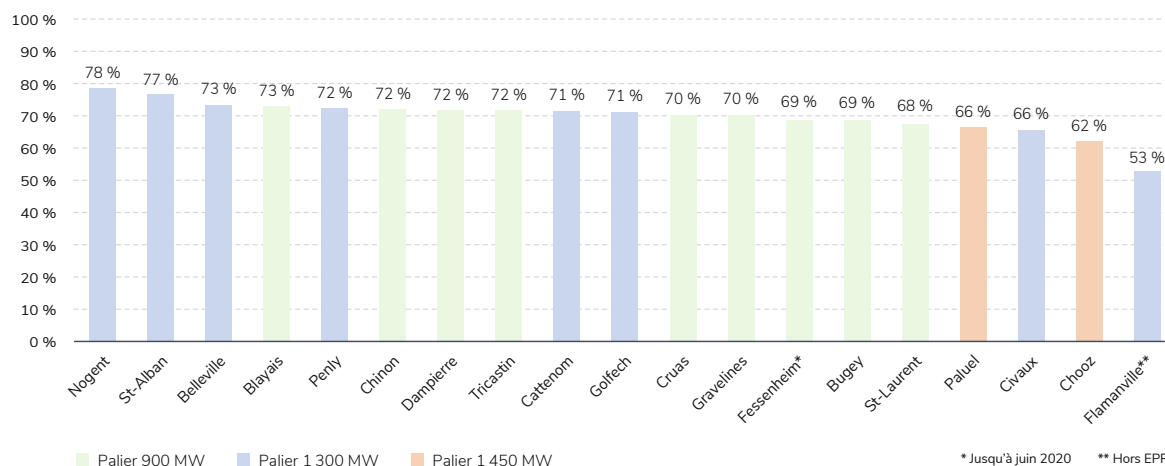
Certaines centrales présentent à l'inverse des taux de disponibilité élevés sur certaines années, au-dessus de 80 % : il s'agit d'années durant lesquelles aucune maintenance d'ampleur n'était prévue sur aucun des réacteurs de la centrale en question. De telles années sont plutôt rares durant la décennie écoulée, en raison du programme très soutenu de maintenances longues, liées notamment au programme du Grand Carénage (voir la figure 2.8). En dehors de ces années exceptionnelles dans un sens ou dans l'autre, les causes pouvant expliquer le niveau de disponibilité observé pour une centrale sont très variées, et souvent spécifiques (voir plus loin).

Figure 2.9 - Taux de disponibilité moyen par centrale nucléaire et par année au cours de la décennie 2015-2025

Centrale	Décennie 2015-2025											2015-2025
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Belleville	91 %	74 %	65 %	76 %	66 %	69 %	82 %	73 %	60 %	92 %	61 %	73 %
Blayais	64 %	77 %	83 %	84 %	80 %	74 %	77 %	71 %	58 %	60 %	76 %	73 %
Bugey	83 %	48 %	78 %	78 %	85 %	49 %	66 %	53 %	80 %	60 %	76 %	69 %
Cattenom	84 %	73 %	84 %	71 %	72 %	74 %	68 %	44 %	63 %	71 %	79 %	71 %
Chinon	77 %	75 %	78 %	80 %	75 %	65 %	74 %	64 %	57 %	66 %	79 %	72 %
Chooz	82 %	90 %	62 %	84 %	71 %	52 %	53 %	0 %	63 %	61 %	65 %	62 %
Civaux	83 %	71 %	73 %	76 %	88 %	58 %	48 %	0 %	77 %	80 %	78 %	66 %
Cruas	70 %	72 %	74 %	71 %	70 %	69 %	71 %	65 %	67 %	74 %	68 %	70 %
Dampierre	83 %	78 %	79 %	71 %	77 %	64 %	64 %	60 %	74 %	69 %	78 %	72 %
Flamanville*	71 %	88 %	61 %	55 %	29 %	2 %	75 %	19 %	52 %	62 %	67 %	53 %
Golfech	91 %	94 %	81 %	81 %	82 %	78 %	67 %	55 %	23 %	81 %	52 %	71 %
Gravelines	81 %	67 %	67 %	74 %	69 %	70 %	64 %	60 %	62 %	71 %	70 %	69 %
Nogent	71 %	93 %	85 %	74 %	72 %	73 %	83 %	83 %	62 %	86 %	83 %	79 %
Paluel	70 %	44 %	48 %	71 %	60 %	59 %	68 %	75 %	74 %	71 %	83 %	66 %
Penly	93 %	81 %	84 %	79 %	75 %	76 %	80 %	30 %	48 %	70 %	78 %	72 %
Saint-Alban	84 %	81 %	66 %	60 %	83 %	81 %	85 %	72 %	70 %	82 %	79 %	77 %
Saint-Laurent	69 %	79 %	79 %	77 %	69 %	77 %	58 %	61 %	35 %	73 %	65 %	68 %
Tricastin	85 %	65 %	63 %	68 %	65 %	76 %	75 %	68 %	75 %	73 %	78 %	72 %

* Hors EPR Flamanville 3.

Figure 2.10 - Classement des centrales nucléaires françaises en fonction de leur disponibilité moyenne au cours de la décennie 2015-2025



Au cours de la décennie 2015-2025, la disponibilité globale de la majorité des centrales se situe dans une fourchette allant de 60 à 75 %. En dehors des maintenances génériques (au sens où elles s'appliquent en principe à tous les réacteurs et leur calendrier est défini par les autorités), la disponibilité de chaque réacteur est différente et rythmée par des événements et des aléas particuliers. On peut néanmoins faire les constats suivants :

- les quatre réacteurs du palier 1 450 MW, le plus récent hors EPR, présentent un taux significativement inférieur à la moyenne : cela s'explique par le fait que c'est ce palier qui a été principalement affecté par le phénomène de corrosion sous contrainte ;
- les centrales du palier 1300 MW présentent toutes une performance supérieure à la moyenne, à l'exception des centrales de Paluel et de Flamanville confrontées à des circonstances particulières⁸.

Les conditions d'exploitation du parc nucléaire français sont uniques

La part de la production nucléaire dans le mix électrique français constitue une spécificité importante,

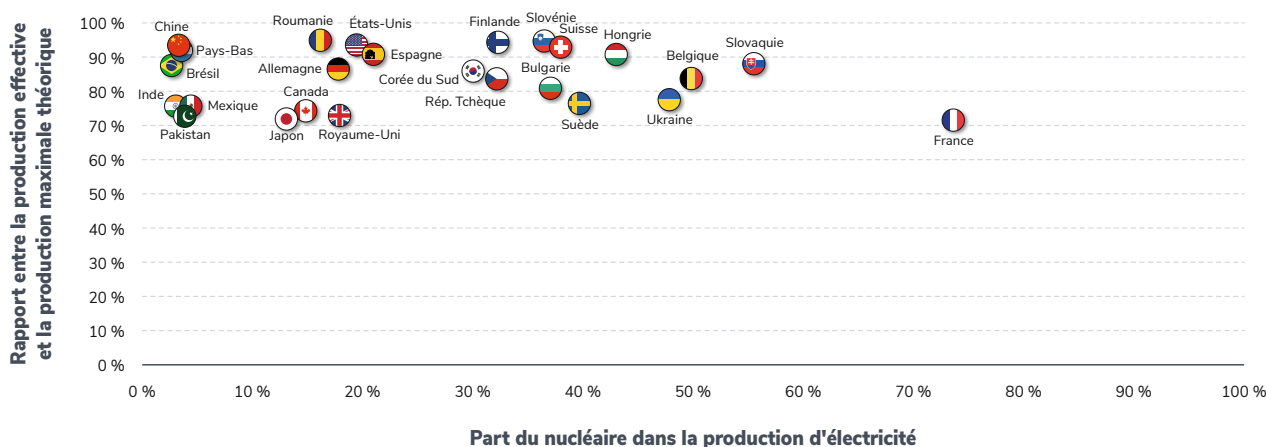
qui conditionne l'exploitation des réacteurs et de l'ensemble du système électrique.

Dans la plupart des pays qui disposent de centrales nucléaires, ces dernières ont été construites en vue de fonctionner comme production de base. En France, compte tenu de la part importante que la filière représente dans le mix électrique, les réacteurs ont été conçus dès l'origine pour moduler leur production lorsqu'ils fonctionnent et ainsi s'adapter aux variations de la consommation électrique, à la fois entre les saisons et à l'échelle de la journée ou de la semaine. Avec le développement massif du parc nucléaire à partir de la fin des années 1970, le pays disposait d'une production d'électricité abondante permettant ainsi d'envisager une réduction de la dépendance aux énergies fossiles : en conséquence, l'électrification du chauffage a été plus encouragée que dans d'autres pays, ce qui conduit à des variations significatives de consommation en hiver par rapport à l'été. Par ailleurs, le parc nucléaire module historiquement pour s'adapter au fait que la consommation est généralement plus faible pendant la nuit et pendant les week-ends.

D'autre part, vu le grand nombre de réacteurs en service, il est extrêmement peu probable que l'ensemble

8. Le réacteur numéro 2 de Paluel a été arrêté presque 3 années entières, en raison d'un incident technique exceptionnel lors de sa visite décennale ; les réacteurs 1 et 2 de la centrale de Flamanville, quant à eux, ont rencontré des difficultés spécifiques liées notamment à la maintenance des générateurs de secours, ce qui a conduit à des arrêts prolongés.

Figure 2.11 - Rapport entre la production effective et la production maximale théorique du parc nucléaire dans une sélection de pays au cours de la période 2000-2024



Calcul RTE sur la base des données suivantes :

Pour les données de production maximale théorique : reconstruction sur la base des dates de mise en service et de puissance installée issues du Power Reactor Information System de l'Agence internationale de l'énergie atomique.

Pour les données de production effective : États membres de l'Union européenne : Eurostat ; Suisse : Office fédéral pour l'énergie ; Royaume-Uni : Digest of UK Energy Statistics ; Brésil : Empresa de Pesquisa Energética ; Mexique : Comisión Federal de Electricidad ;

Pour certains pays, les données officielles disponibles ne couvrent qu'une partie de la période.

Chine : 2000-2023 / National Bureau of Statistics of China ; Corée du Sud : 2000-2023 / Korea Energy Statistics Information System ; Inde : 2016-2024 / NITI Aayog ; Pakistan : 2001-2020 / Pakistan Bureau of Statistics ; Canada : 2009-2024 / Statistique Canada ;

Pour l'Ukraine et le Japon la période analysée est la suivante :

Ukraine : 2000-2020 (invasion du pays par la Russie en 2022) / Eurostat ; Japon : 2000-2010 (mise à l'arrêt de la plupart des réacteurs suite à l'accident de Fukushima en 2011) / Agency for Natural Resources and Energy

du parc soit disponible en même temps, vu les contraintes industrielles en matière de planning de maintenances qui conduisent à répartir les arrêts pour maintenance au cours de l'année : ainsi, la production nucléaire française n'atteint presque jamais la capacité maximale installée. Dans d'autres pays qui disposent d'un nombre largement moindre de réacteurs, il arrive presque chaque année, pendant une période plus ou moins longue, que le parc produise au maximum de sa capacité.

Les causes d'indisponibilité du parc nucléaire sont très variées. Schématiquement, en partant de l'énergie annuelle maximale théoriquement productible, c'est-à-dire l'énergie qui serait produite si le parc entier fonctionnait sans interruption à sa puissance nominale et dans les conditions météorologiques de référence⁹, de nombreux effets, de natures très

diverses, conduisent à limiter le niveau de production effectif du parc :

1) La moindre production due à la variabilité saisonnière de la puissance maximale effective des réacteurs, qui dépend notamment de la température de la source froide, qui peut varier par rapport aux conditions de référence auxquelles est calculée la puissance nominale des réacteurs ; ces écarts ont tendance à réduire légèrement l'énergie maximale qu'il est possible de produire sur l'année.

2) Les indisponibilités planifiées ou non. On distingue notamment les visites décennales (VD, d'une durée autour de six mois généralement), les visites partielles ou périodiques (VP), les arrêts pour simple rechargement de combustible (ASR, tous les 12 à 18 mois environ, d'une durée

9. La puissance nominale d'un réacteur, qui est une valeur unique, est notamment déterminée pour des conditions météorologiques données, particulièrement celles affectant la source froide qui permet le refroidissement du cœur. En pratique, les conditions réelles s'éloignent la plupart du temps de ces conditions de référence : c'est l'une des principales raisons de la variabilité saisonnière de la puissance maximale effective du parc.

d'un mois en principe) et les arrêts pour maintenance courante ou essais. Il peut également s'agir de défaillances techniques d'un réacteur, de répercussions de mouvements sociaux, ou bien de contraintes environnementales concernant une température trop élevée de la source froide, notamment pour les centrales implantées le long des cours d'eau. Pour un réacteur donné, l'exploitant alterne généralement visites partielles et arrêts pour simple rechargement. Les visites décennales sont prévues explicitement par la loi, la fréquence des arrêts pour rechargement sont imposés par le cycle du combustible ; le calendrier exact des visites partielles, quant à lui, est déterminé au cas par cas par l'exploitant, en lien avec les autorités de sûreté. Ces indisponibilités correspondent à des opérations parfois complexes qui sont souvent combinées ; de plus, bien qu'il s'agisse d'opérations programmées, des dépassements fortuits de calendrier peuvent se produire. Ainsi, les durées effectives de cette catégorie d'arrêts peuvent s'écarter des durées standard. Compte tenu des répercussions sur la performance du parc, la maîtrise de ces allongements d'arrêts fait l'objet d'une attention particulière de la part de l'exploitant¹⁰.

3) L'énergie non produite pour cause de modulation : il peut s'agir de la participation des réacteurs à l'équilibrage du système, d'une modulation assimilable à une absence de débouchés économiques ou d'autres modulations liées à la gestion du parc. Ces modulations peuvent prendre la forme d'arrêts plus ou moins prolongés (par exemple, un week-end), ou bien des baisses de puissance tout en maintenant le réacteur en fonctionnement. Un exemple de modulation liée à la gestion du parc est la modulation pour économie de combustible, qui dépend de la planification des arrêts pour rechargement pour le réacteur concerné et du planning d'ensemble du parc. L'intervalle entre deux rechargements étant contraint (entre 12 et 18 mois), si la sollicitation du réacteur est importante et/ou si l'arrêt suivant est placé un peu plus tardivement qu'usuellement

(typiquement pour attendre la fin de l'hiver), il peut, à partir d'un certain moment, devenir nécessaire d'économiser une certaine quantité de combustible pour « tenir » jusqu'au rechargement suivant¹¹. Le parc nucléaire français a été conçu dès l'origine pour intégrer une part de modulation dans son fonctionnement.

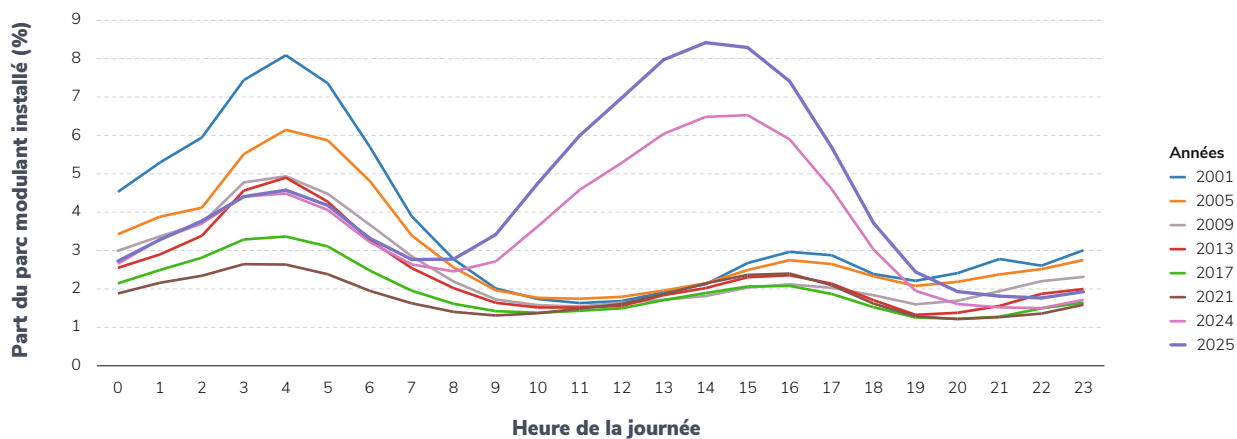
En 2025, les arrêts pour rechargement et pour maintenance courante (combinés ou non), sont restés de loin la première cause en ce qui concerne l'énergie non produite (par rapport au volume maximal théorique), avec un impact total d'environ 80 TWh (de l'ordre de 50 TWh pour les visites partielles et 30 TWh pour les arrêts pour simple rechargement). Ces opérations sont fréquentes et nombreuses, ce qui permet un certain foisonnement et explique la relative stabilité au cours du temps – en dehors des situations exceptionnelles comme la crise sanitaire ou la corrosion sous contrainte. S'agissant des visites décennales, l'année 2025 a été caractérisée par un planning relativement peu dense. En 2024, onze réacteurs avaient été concernées à un moment ou à un autre par une visite décennale. Début février 2024, huit réacteurs étaient à l'arrêt simultanément dans le cadre d'une visite décennale, ce qui est tout à fait exceptionnel : cela a été rendu possible notamment par la situation confortable du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. En 2025, seuls six réacteurs ont été mis à l'arrêt pour ce motif. Au total, on estime que l'énergie qui n'a pas pu être produite pour cause de visites décennales en 2025 est bien moindre par rapport à 2024 (27 TWh contre 46 TWh), ce qui a contribué à la bonne disponibilité constatée.

La modulation (toutes typologies confondues) a représenté de l'ordre d'une trentaine de TWh en 2025, un volume relativement stable par rapport à l'année précédente. Ce n'est pas un phénomène nouveau. Notamment, des niveaux comparables, voire supérieurs étaient atteints dans les années 1990 et au début des années 2000, dans un contexte de surcapacité de la production par rapport à la consommation. Ces dernières années, si les volumes sont comparables, le profil de modulation a évolué,

10. C'est notamment l'un des objectifs majeurs du programme START 2025 conduit par EDF entre 2019 et 2025, qui vise à optimiser et fiabiliser les arrêts de réacteurs afin de maximiser la production du parc.

11. La conduite du cœur d'un réacteur impose de manière évidente une limite haute sur l'intervalle entre deux rechargements (ce sont les contraintes de stock), mais également une limite basse, qui est due à des contraintes de sûreté concernant la radioactivité résiduelle du combustible nucléaire remplacé. Celle-ci ne doit pas dépasser une certaine limite : si le rechargement est trop précoce, ce plafond n'est pas respecté.

Figure 2.12 - Part moyenne du parc nucléaire modulant sa production (en puissance, par rapport à la capacité installée), en fonction de l'heure de la journée, pour un échantillon d'années*



* Baisses temporaires de puissance. Les arrêts des réacteurs ne sont pas comptabilisés.

et la part de modulation qui peut s'apparenter à une absence de débouchés économiques a augmenté. Au début des années 2000, la modulation avait principalement lieu la nuit durant la période estivale. Dans la période récente, c'est plutôt lors des après-midis, particulièrement le week-end, entre les mois d'avril et d'octobre (quand les prix sont plus bas), que le phénomène se produit le plus. Les évolutions associées à ce nouveau paysage de modulation du parc

nucléaire ont été documentées en détails dans le Bilan prévisionnel 2025.

Enfin, les contraintes environnementales ont conduit en 2025 à une réduction de production de moins d'un térawattheure. Les effets associés à ce facteur sont donc restés limités cette année, au même titre que l'effet des grèves¹² (moins d'un térawattheure également) et les contraintes réseau (volume négligeable).

12. Les grèves peuvent, certaines années, représenter une perte de production conséquente. Ce fut le cas, par exemple, en 2009, ou en 2023. La Commission de régulation de l'énergie estime l'effet, ces années-là, à entre 15 et 20 TWh.

Après avoir bénéficié de conditions de précipitations exceptionnelles en 2024, la production hydraulique a reculé en 2025 mais atteint un niveau conforme aux moyennes historiques

Après avoir atteint en 2024 un niveau inédit depuis 2013, la production d'électricité d'origine hydraulique a très sensiblement décliné en 2025 (-12,9 TWh/-17,2 %), atteignant 62,4 TWh, un niveau proche de la production annuelle moyenne de la dernière décennie (61,4 TWh en moyenne sur la période 2015-2024).

Le recul de la production hydraulique entre 2024 et 2025 reflète essentiellement des précipitations moins abondantes en 2025 qu'elles ne l'avaient été en 2024 : alors que l'année 2024 avait été l'une des dix années les plus pluvieuses depuis 1959, le cumul des précipitations sur l'année 2025 a été proche de la normale¹³.

Figure 2.13 - Évolution de la production hydraulique en France entre 2014 et 2025

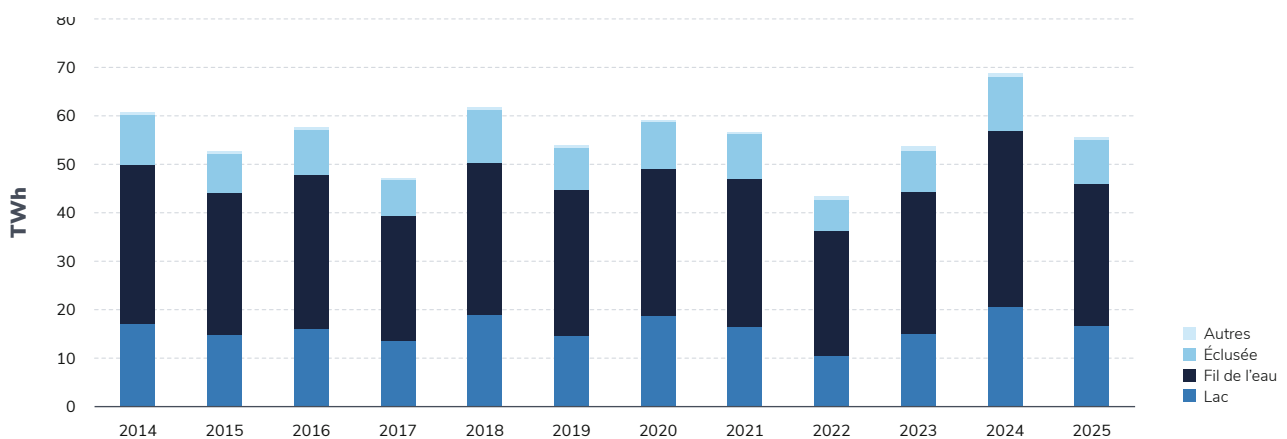
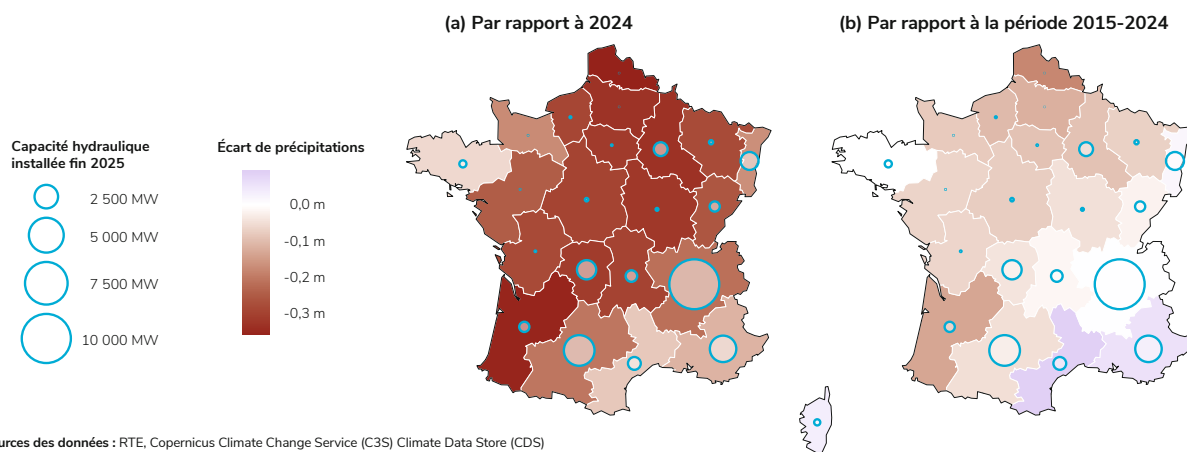


Figure 2.14 - Variations des précipitations moyennes sur l'année 2025



Sources des données : RTE, Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)

13. Météo France, 2025 : les bilans climatiques, janvier 2026. La normale de Météo France est définie sur la période 1991-2020.

La production éolienne terrestre a légèrement progressé en 2025, le parc installé continue de se développer mais à un rythme ralenti

La production éolienne terrestre progresse légèrement en 2025 en dépit d'un facteur de charge exceptionnellement faible

Après avoir reculé de plus de 10 % sur l'année 2024, la production éolienne terrestre s'est légèrement redressée en 2025, atteignant 43,9 TWh (+1,1 TWh/+2,5 % par rapport à l'année 2024). Cette dynamique incombe au développement des

capacités éoliennes terrestres au cours de l'année et aux conditions de vent de l'année 2025 globalement similaires en moyenne à celles de 2024 à l'échelle du territoire métropolitain (avec une amélioration dans les régions du Grand Ouest et du Centre et un léger recul dans le Nord et l'Est de la France), bien qu'elles restent défavorables par rapport à la moyenne de la décennie précédente (voir plus loin).

Figure 2.15 - Évolution de la production éolienne terrestre entre 2010 et 2025

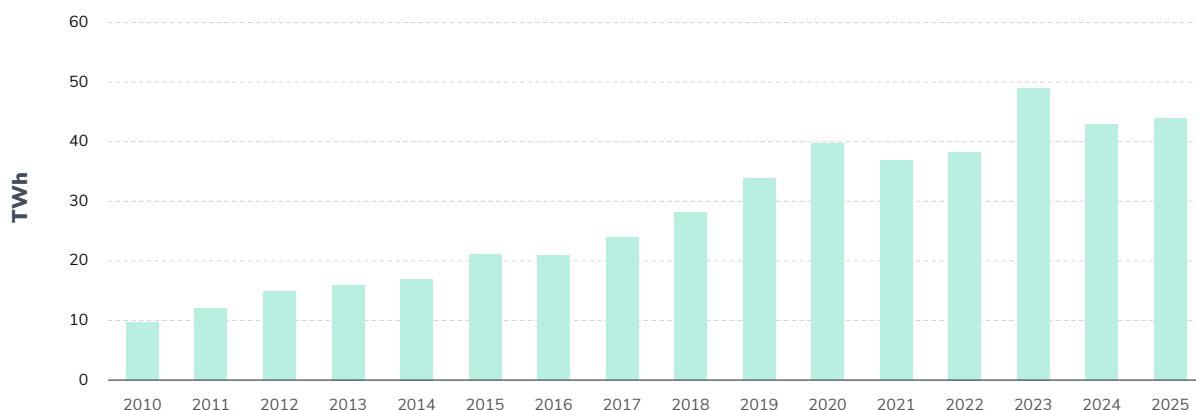


Figure 2.16 - Évolution du taux de couverture annuel moyen de la consommation par la production éolienne terrestre entre 2014 et 2025

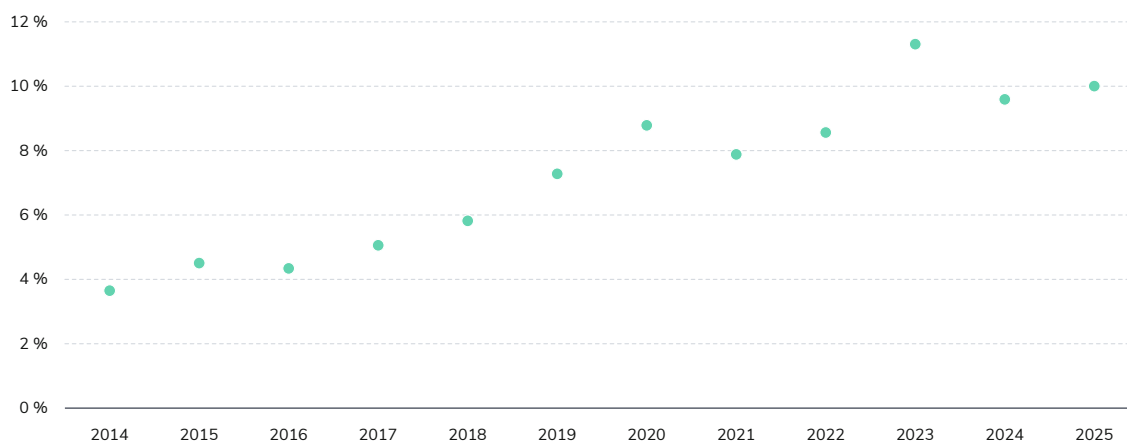
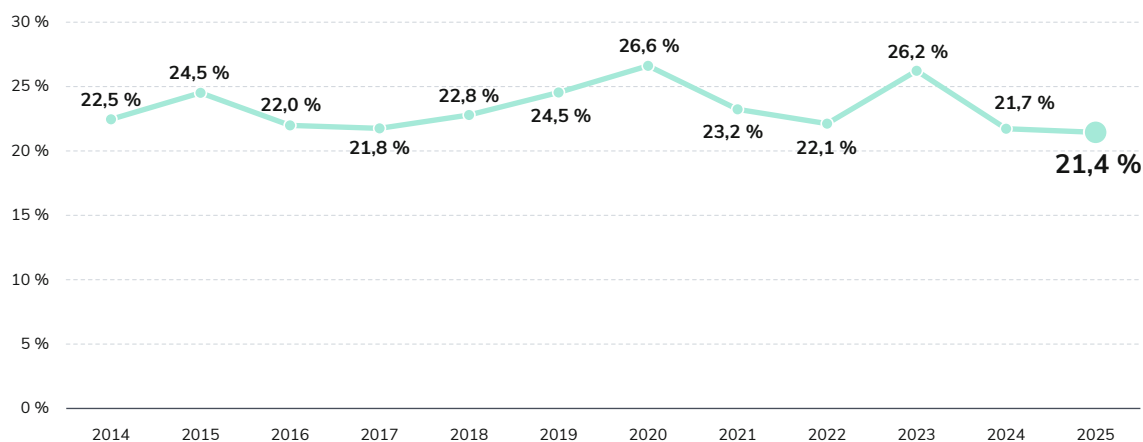


Figure 2.17 - Évolution du facteur de charge annuel moyen de l'éolien terrestre entre 2014 et 2025

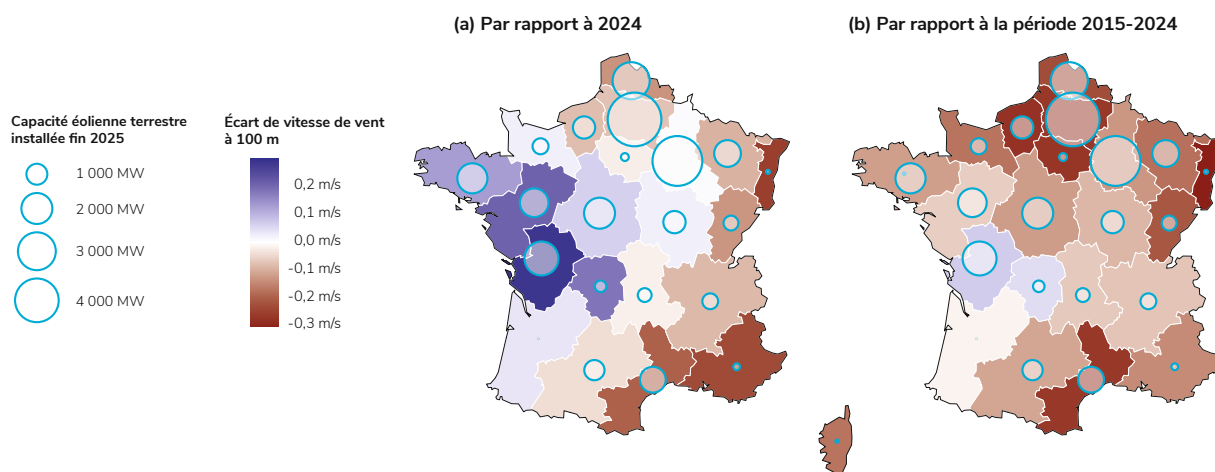


En moyenne sur l'année 2025, la production éolienne terrestre a couvert 10,0 % de la consommation nationale. Ce taux de couverture est en légère hausse par rapport à l'année précédente (9,6 % sur l'année 2024), du fait de la relative stabilité de la consommation brute.

Le facteur de charge de la filière éolienne terrestre française s'est établi à 21,4 % au cours de l'année 2025. Il s'agit d'un niveau exceptionnellement faible, après une baisse déjà constatée en 2024.

Le faible niveau du facteur de charge de la filière éolienne terrestre résulte en premier lieu des conditions de vent. Sur l'année 2025, les vitesses moyennes de vents observées ont été inférieures à leurs niveaux moyens sur la dernière décennie pour l'ensemble du territoire métropolitain à l'exception du Nord de la région Nouvelle-Aquitaine. Le déficit de vent a par ailleurs été plus prononcé dans la moitié Nord de la France où se concentrent la majorité des capacités éoliennes terrestres installées sur le territoire métropolitain.

Figure 2.18 - Variations de vitesse de vent moyenne sur l'année 2025



Sources des données : RTE, Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)

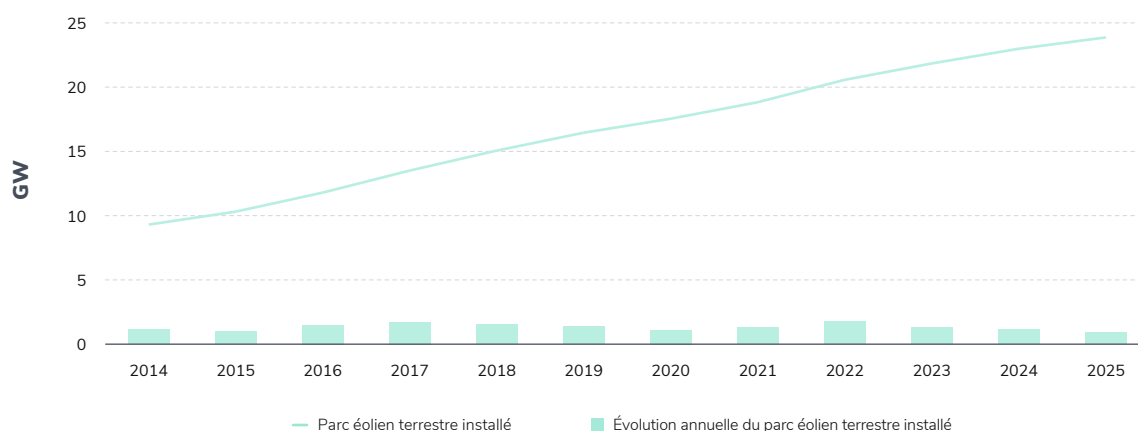
Au cours de l'année 2025, les producteurs éoliens terrestres français ont ponctuellement modulé à la baisse leur production, soit en regard d'une incitation économique lors d'épisode de prix spot négatifs (l'essentiel des volumes), soit lorsque RTE les a sollicités pour garantir l'équilibre du système électrique (pour des volumes plus limités, voir partie « modulation »). Sur l'année 2025, ces modulations ont conduit à un effet baissier sur la production éolienne terrestre de l'ordre de 1,3 TWh, soit une augmentation de plus d'un tiers par rapport au niveau estimé pour l'année 2024. Au global, la modulation de la production éolienne terrestre – qu'elle soit en regard de conditions économiques de marché ou à l'initiative de RTE – a été responsables d'une baisse de l'ordre de 0,7 point du facteur

de charge par rapport à une situation théorique sans modulation.

Le développement du parc éolien terrestre ralentit pour la troisième année consécutive

Fin 2025, les capacités éoliennes terrestres en service sur le territoire métropolitain français représentaient 23,9 GW. Avec la mise en service de 0,9 GW supplémentaires au cours de l'année 2025, le parc éolien terrestre français a poursuivi son développement. Cependant, le rythme de développement a ralenti en 2025 pour la troisième année consécutive, atteignant son niveau le plus bas depuis 2013.

Figure 2.19 - Évolution du parc éolien terrestre français



La production éolienne en mer poursuit sa progression

Le développement du parc éolien en mer a permis à sa production de progresser

En 2025, la production éolienne en mer française s'est établie à 5,7 TWh, en augmentation de près de 43 % (+1,7 TWh) par rapport à son niveau observé sur l'année 2024.

Cette augmentation traduit notamment le développement des capacités éoliennes en mer. Les parcs éoliens posés en mer de Saint-Brieuc et Fécamp ont été progressivement mis en service au cours de l'année 2024 et l'intégralité de leur puissance installée (un peu moins d'un gigawatt cumulé sur les deux parcs) est opérationnelle depuis mai 2024. En 2025, un quatrième parc commercial dont les éoliennes sont posées en mer au large des îles d'Yeu et Noirmoutier a été mis en service progressivement (411 MW sur 488 MW totaux étaient opérationnels en fin d'année

2025). Par ailleurs, les 25 MW de la première ferme pilote éolienne flottante en mer de France¹⁴ ont été mis en service en juin 2025 sur la zone dite de « Faraman », à 17 km au large de la commune de Port-Saint-Louis-du-Rhône. Au 31 décembre 2025, la puissance totale du parc éolien en mer installé au large des côtes françaises métropolitaines atteignait 1,9 GW.

Le facteur de charge des parcs éoliens en mer commerciaux¹⁵ ayant été mis en service avant le 1^{er} janvier 2025 s'est établi à 38,8 % sur l'ensemble de l'année 2025¹⁶. En 2024, le facteur de charge du parc de Saint-Nazaire, seul parc exploité à sa puissance définitive sur cette année, avait été de 32,9 % (contre 36,3 % en 2025). L'augmentation du facteur de charge de la filière éolienne française découle à la fois de la mise en service de nouveaux parcs dont la localisation est plus favorable et de la meilleure disponibilité du parc de Saint-Nazaire sur 2025 par rapport à celle observée au cours de l'année 2024¹⁷.

Figure 2.20 - Évolution de la production éolienne en mer entre 2010 et 2025



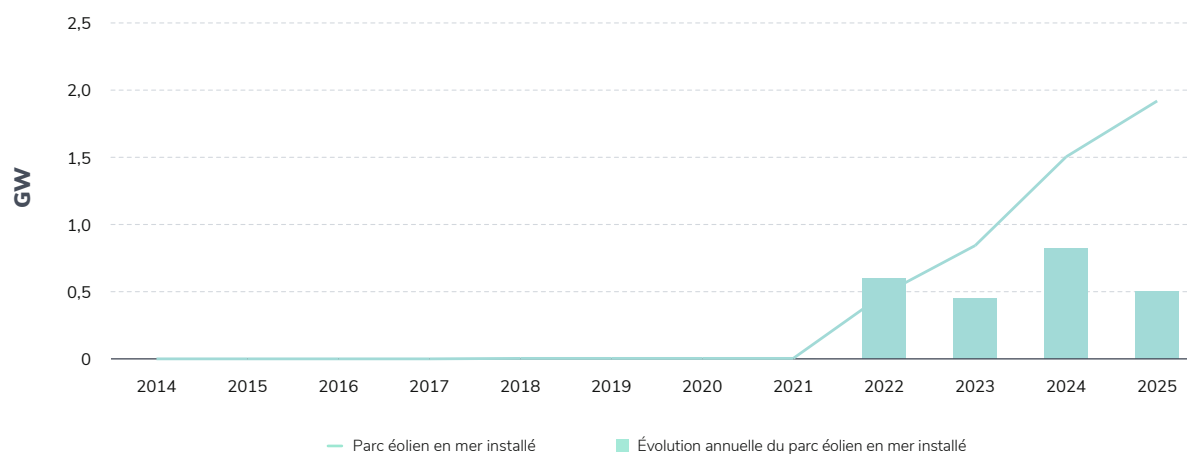
14. Quelques prototypes d'éoliennes en mer ont déjà été testés et raccordés au réseau depuis 2018, notamment au large des côtes du Croisic.

15. La production éolienne du site d'essai SEM-REV a notamment été exclue de ce calcul.

16. Il s'agit des parcs de Saint-Nazaire, Fécamp et Saint-Brieuc.

17. La durée des indisponibilités déclarées en 2025 pour le parc de Saint-Nazaire a été de l'ordre de 20 % inférieure à celle des indisponibilités déclarées l'année précédente.

Figure 2.21 - Évolution du parc éolien en mer français



Le développement des capacités éoliennes en mer au large des côtes françaises devrait se prolonger en 2026 avec la mise en service d'environ 450 MW

d'éoliennes posées en mer au large de Courseulles-sur-Mer et de 60 MW d'éoliennes flottantes réparties sur deux sites au large de Leucate et de Gruissan.

La production solaire a sensiblement augmenté en 2025 du fait de conditions d'ensoleillement plus favorables qu'en 2024 et de la progression des capacités installées

Bénéficiant de conditions d'ensoleillement plus favorables et du développement du parc, la production solaire française a fortement progressé sur l'année 2025.

Sur l'année 2025, la production solaire française s'est établie à 32,9 TWh, en augmentation de 32,7 % par rapport à son niveau de 2024.

En 2025, la production d'électricité de la filière solaire a couvert en moyenne 7,5 % de la consommation française métropolitaine. Ce taux a progressivement augmenté au cours de la dernière décennie, en suivant la dynamique de la production solaire.

La progression de la production solaire française résulte du développement des capacités solaires

Figure 2.23 - Évolution de la production solaire entre 2010 et 2025

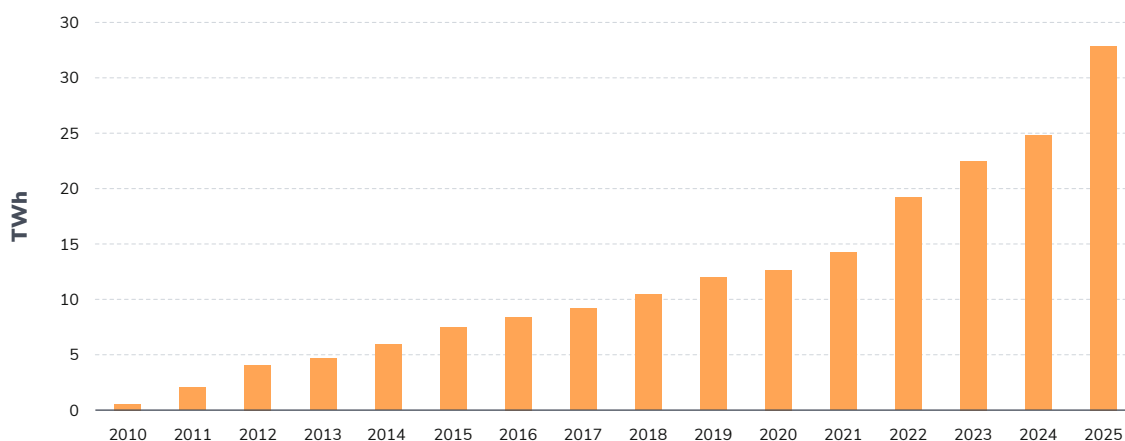


Figure 2.24 - Évolution du taux de couverture annuel moyen de la consommation par la production solaire entre 2014 et 2025

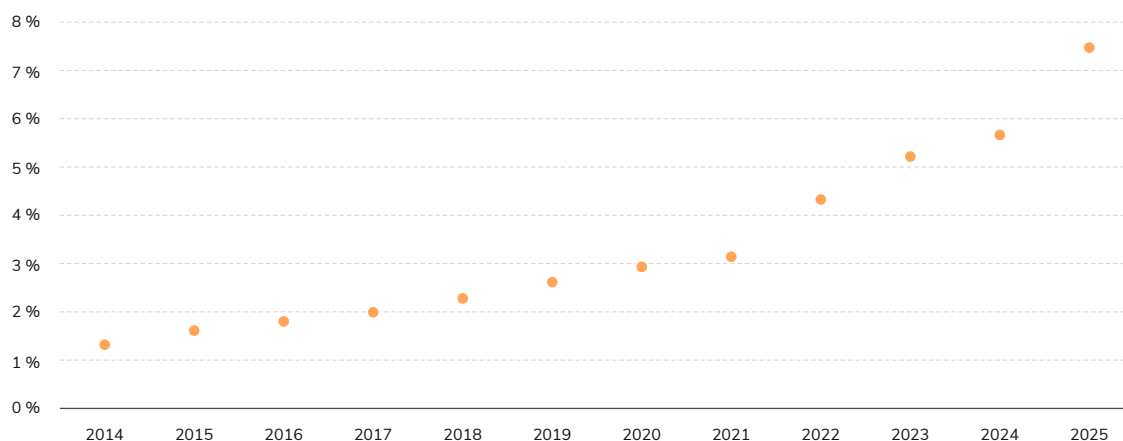
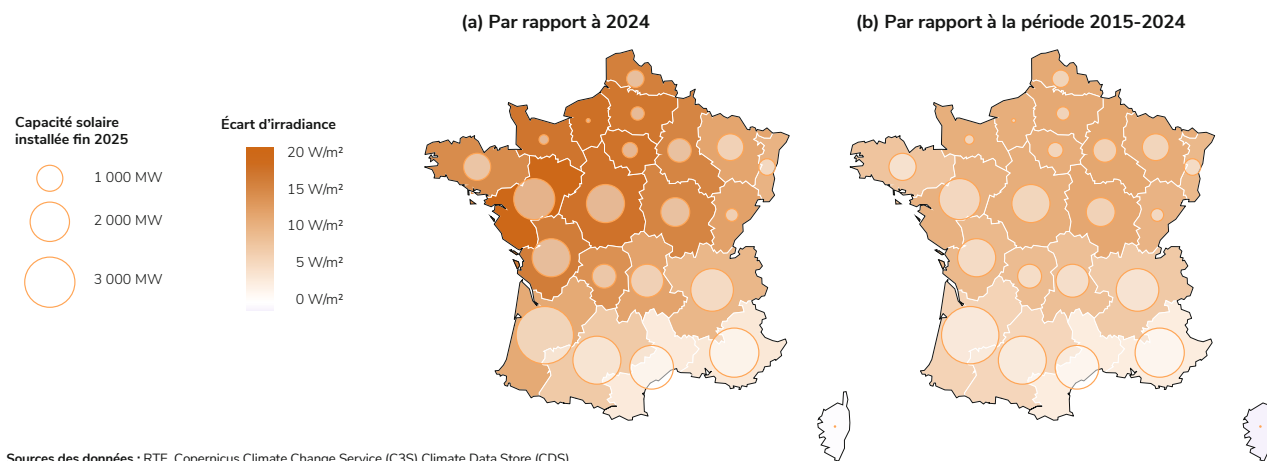


Figure 2.25 - Variations d'ensoleillement sur l'année 2025

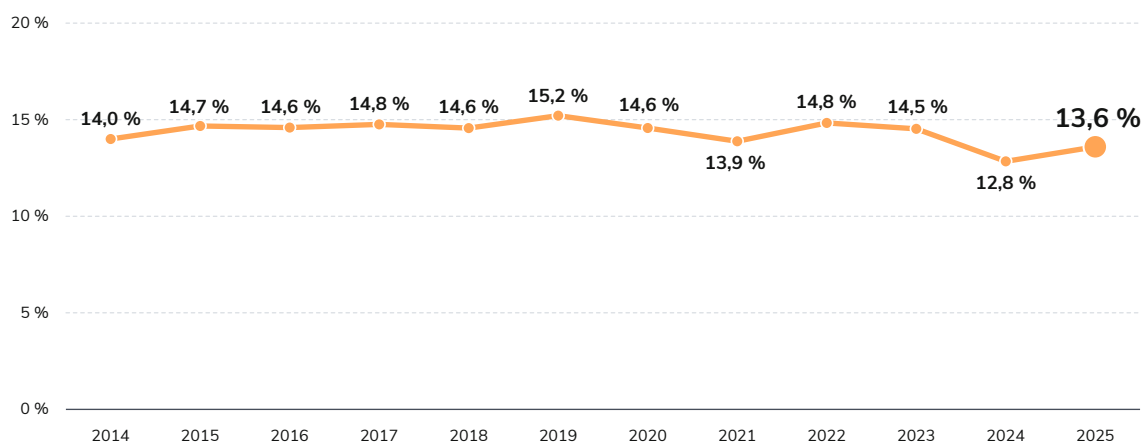


installées (voir ci-après) et de l'amélioration très sensible des conditions d'ensoleillement en 2025 par rapport à celles qu'avait connu le territoire métropolitain au cours de l'année précédente : alors que l'année 2024 comptait parmi les moins ensoleillées que la France ait connues sur les trente dernières années, l'ensoleillement sur l'année 2025 a été légèrement supérieur à la moyenne des dix années précédentes (2015-2024)¹⁸. L'excédent d'ensoleillement sur l'année écoulée a été plus prononcé sur la

moitié Nord du territoire métropolitain que dans sa moitié Sud qui concentre la majorité des capacités solaires de production d'électricité du pays.

L'amélioration des conditions d'ensoleillement s'est traduit par une forte progression du facteur de charge moyen annuel du parc solaire français qui s'est établi 13,6 % sur 2025 contre 12,8 % en 2024. Le niveau du facteur de charge de la filière solaire atteint en 2025 reste cependant inférieur à sa moyenne

Figure 2.26 - Évolution du facteur de charge annuel du parc solaire entre 2014 et 2025



18. L'ensoleillement est ici quantifié par la valeur de l'irradiance.

décennale (14,4 %), malgré un ensoleillement légèrement excédentaire par rapport à la normale. Cette relative faiblesse s'explique notamment par le fait que les producteurs solaires français ont d'avantage modulé à la baisse leur production sur l'année 2025 – en regard d'incitations économiques lors des épisodes de prix spot négatif ou à la demande de RTE pour garantir l'équilibre du système électrique – qu'ils ne l'avaient fait historiquement (voir la partie « modulation »). La modulation de la production solaire a représenté de l'ordre de 1,6 TWh en 2025 (estimation de RTE), soit près deux fois et demie son volume pour l'année 2024. Cette modulation a été responsable d'une baisse de l'ordre de 0,8 point du facteur de charge de la filière en 2025 comparé à une situation théorique sans modulation.

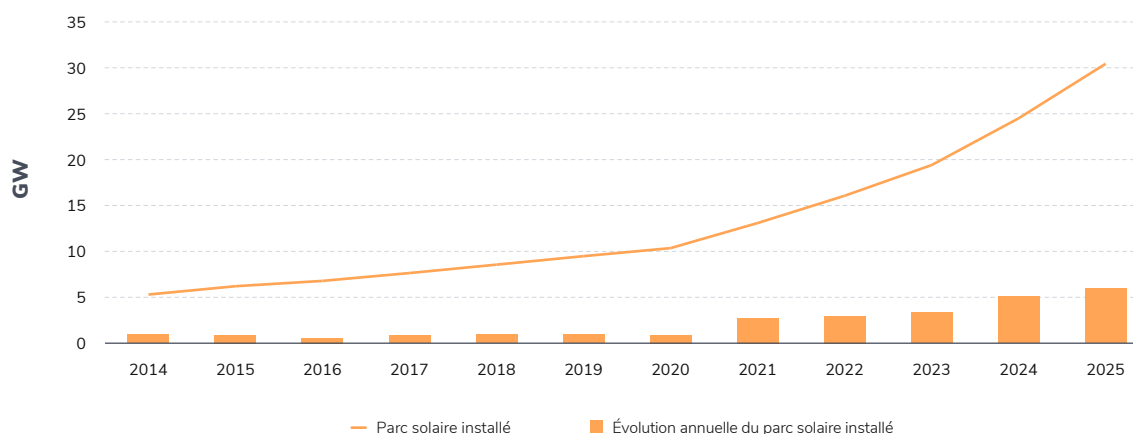
La croissance de la capacité du parc solaire se poursuit à un rythme élevé

À la fin d'année 2025, la puissance cumulée des installations de production d'électricité solaire sur le territoire français métropolitain s'élève à 30,4 GW.

Sur l'année 2025, 5,9 GW de capacité ont été nouvellement installés, prolongeant l'accélération du développement des capacités du parc solaire français observée depuis 2021.

Du fait du profil horaire de la production solaire, présentant un pic en fin de matinée jusqu'au début de l'après-midi, le développement des capacités solaires en France et en Europe s'est traduit par une déformation du profil horaire des prix de l'électricité, entraînant des prix faibles ou parfois négatifs pendant ces heures, en particulier au printemps (voir chapitre « Prix »). Cela révèle un besoin de développement de la flexibilité du système électrique pour garantir l'équilibre offre-demande, à la fois en ce qui concerne la flexibilité de la production (par exemple la modulation à la baisse de la production renouvelable, qui doit être pilotée pour éviter des variations trop brusques) ou la flexibilité de la consommation. Notamment, le dispositif du signal Heures Pleines/Heures Creuses mis en place dans les années 1960 a été adapté pour intégrer des heures de début d'après-midi parmi les heures creuses.

Figure 2.27 - Évolution du parc solaire français



Les renouvelables contribuent de plus en plus à la flexibilité du système

Le volume de modulation des parcs solaires et éoliens en 2025 lors d'épisodes de prix spot négatifs a doublé par rapport à l'année précédente.

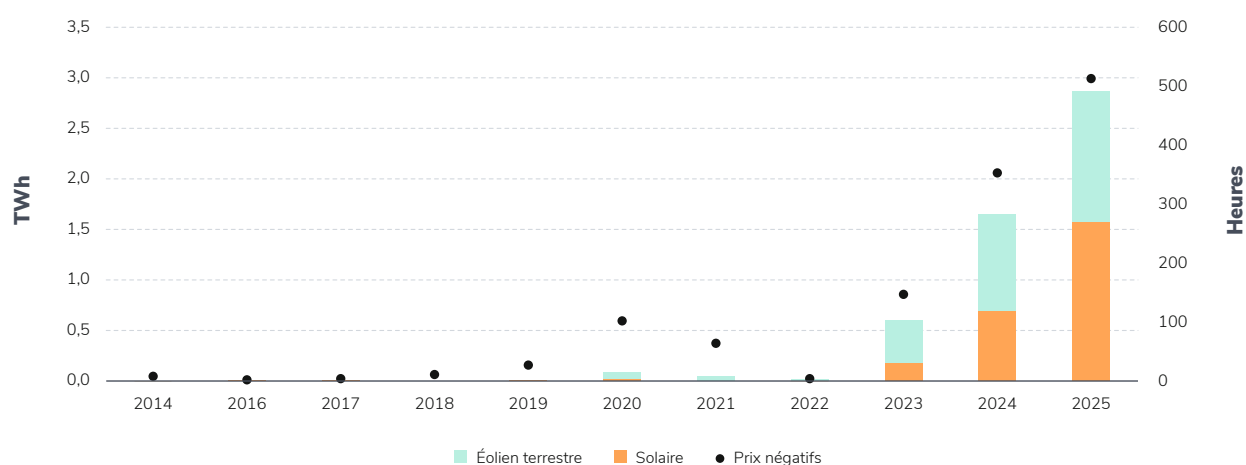
La formation de prix spot négatifs résulte de l'anticipation d'une production excédentaire par rapport aux prévisions de consommation et d'échanges. L'occurrence de prix négatifs constitue alors un signal économique incitant l'ensemble des producteurs qui en ont la capacité technique à réduire ou arrêter leur production. Cette incitation concerne en particulier les unités de production nucléaire (qui modulent notamment leur production en fonction des prix de marché), les capacités hydrauliques pilotables, les moyens de stockage et une partie de la production solaire et éolienne.

En 2025, les épisodes de prix négatifs ont conduit à renoncer à environ 3 TWh¹⁹ de production solaire et éolienne. Ce volume représente près du double de celui constaté pour l'année 2024.

L'augmentation des modulations de la production éolienne et solaire lors des épisodes de prix négatifs entre 2024 et 2025 est concomitante à celle de la fréquence d'occurrence des prix négatifs (voir partie « prix »), à la forte progression de la production solaire (en France et dans le reste de l'Europe) et au développement des capacités susceptibles de s'écarter lors d'épisodes de prix négatif.

Actuellement, la majorité des capacités éoliennes terrestres et une partie des installations photovoltaïques se développent sous le régime du complément de rémunération. Ce cadre intègre des dispositions incitatives pour que la production des installations qui en bénéficient s'arrête lorsque le prix spot est négatif. Les capacités développées sous le régime du complément de rémunération, tout comme les installations non-soutenues²⁰, sont donc susceptibles d'arrêter leurs productions lors d'épisodes de prix spot négatifs. Entre 2024 et 2025, ces capacités ont progressé de 3,3 GW.

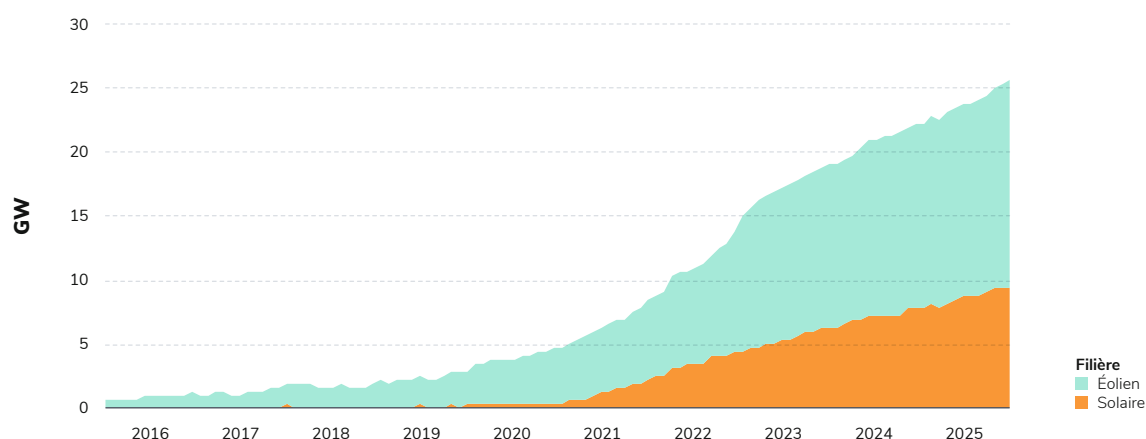
Figure 2.28 - Estimation des volumes de modulation solaire et éolienne lors d'épisodes de prix négatifs



19. 1,3 TWh de production éolienne terrestre et 1,6 TWh de production solaire (estimation RTE).

20. Toutes les installations non soutenues ne sont pas nécessairement incitées à arrêter leur production lors d'occurrence de prix de marché négatif. À titre d'exemple, le cadre réglementaire actuel n'impose pas de clause dans les PPA obligeant l'installation à arrêter ou limiter la production en cas de prix négatifs.

Figure 2.29 - Évolution des capacités solaires et éoliennes susceptibles de s'arrêter lors d'épisodes de prix négatif



Sources des données : EDF OA, RTE

Le reste du parc éolien et solaire bénéficie de contrats d'obligation d'achat²¹. Les modalités de rémunération de la production prévues au titre de ces contrats n'incitent pas, historiquement, les producteurs à moduler leur production en fonction d'un prix de marché. Cependant, depuis fin décembre 2025, les installations solaires et éoliennes dont la puissance installée est supérieure à 10 MW²² sont incitées financièrement à réduire ou arrêter leur production à la demande des acheteurs obligés²³. Cette disposition pourrait donc notamment conduire une partie des capacités éoliennes et solaires bénéficiant de contrats d'obligation d'achat à écrêter leur production lors d'épisodes de prix spot négatifs dès 2026.

La modulation de la production renouvelable contribue à l'équilibre du système électrique mais sa mise en œuvre doit désormais être pilotée pour assurer une gestion sûre de l'équilibre offre-demande au plus près du temps réel. L'arrêt ou le redémarrage simultané d'un volume très important de production peut conduire à des perturbations sur la fréquence et par conséquent à des risques concernant l'exploitation du système, ou à la mobilisation de moyens d'ajustements coûteux. La loi de finance de 2025 et son arrêté d'application de décembre 2025 ont introduit plusieurs dispositifs visant à lisser les arrêts et

redémarrages des moyens de productions renouvelables, qu'ils soient motivés par un signal prix négatif ou à l'initiative d'un acheteur obligé.

À l'issue d'évolutions réglementaires, les capacités solaires et éoliennes ont d'avantage contribué à l'équilibrage en temps réel du système électrique en 2025

Le législateur a confié à RTE la responsabilité de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité²⁴. À ce titre, RTE peut solliciter au plus près du temps réel des ajustements de la production pour garantir la sûreté du système électrique. En particulier, lorsque les décisions prises par les acteurs de marché résultent en une situation d'excédent de production, RTE peut ordonner des baisses de production. Les capacités solaires et éoliennes peuvent désormais être sollicitées pour ajuster à la baisse leur production afin de garantir l'équilibre du système électrique.

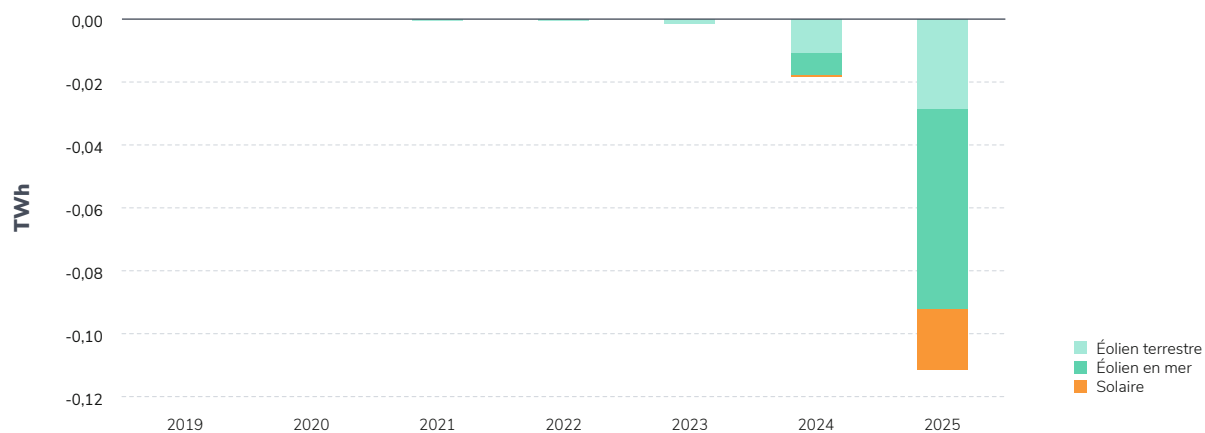
En 2025, les ajustements à la baisse sollicités par RTE ont conduit à écrêter 0,1 TWh de production solaire et éolienne. Si la contribution des filières éoliennes et solaires à l'ensemble des ajustements

²¹. Ces contrats ont constitué le dispositif de soutien historique de développement des installations de production d'électricité renouvelable. Ils sont actuellement réservés aux développements des installations photovoltaïques dans le cadre du guichet ouvert.

²². Ou 12 MWc pour les installations dont la puissance installée est définie en mégawatts-crête

²³. Le principe de cette incitation a été introduit à l'article 175 II de la loi n°2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025. L'entrée en vigueur de cette disposition est consécutive à l'arrêté d'application du 22 décembre 2025.

Figure 2.30 - Évolution des ajustements de production réalisés sur les filières éolienne et solaire



à la baisse demandés par RTE sur l'ensemble de l'année reste modérée par rapport à celle d'autres filières²⁵, les volumes ajustés des productions solaires et éoliennes sont en forte augmentation. En 2025, leur niveau a été près de cinq fois supérieur à celui atteint en 2024, alors que les ajustements à la baisse réalisés par RTE en 2025, toutes filières confondues, sont restés stables au cours de la même période (+0,3 %).

La plus forte sollicitation des filières éoliennes et solaires pour garantir l'équilibre du système électrique s'explique notamment par le fait que les volumes produits par les installations hydrauliques et thermiques ont significativement diminué entre 2024 et 2025, réduisant la possibilité de solliciter ces installations pour des ajustements à la baisse de leur production. Elle coïncide également avec une participation croissante de ces capacités au mécanisme d'ajustement. **Les capacités éoliennes et solaires mobilisables sur ce mécanisme ont été multiplié par dix au cours de la dernière année, pour atteindre près de 5,6 GW à la fin d'année 2025.** Cette dynamique résulte d'évolutions successives du cadre juridique au cours de l'année 2025.

Ainsi, la loi de finances pour 2025 du 14 février 2025 a ouvert la possibilité de participation au mécanisme d'ajustement à toutes les installations soutenues par un dispositif d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. Cette possibilité est effective depuis le 1^{er} octobre 2025 et s'applique sans distinction de filière ni de seuil de puissance. La participation au mécanisme d'ajustement a même été rendue obligatoire par la loi « DDADUE » votée fin avril 2025²⁶ qui introduit l'obligation pour l'ensemble des installations dont la puissance est supérieure à 10 MW²⁷ – dont les producteurs solaires et éoliens – d'offrir la puissance techniquement disponible de leurs installations sur le mécanisme d'ajustement. Cette obligation est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2026 et certains acteurs ont pu l'anticiper.

Concomitamment à ces évolutions légales et réglementaires, la signature d'avenants aux contrats d'obligation d'achat des parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp et Saint-Brieuc s'est traduite par la participation de ces parcs au mécanisme d'ajustement dès le printemps 2025. Ainsi, les ajustements de production éolienne en mer à l'initiative de RTE (sur le mécanisme d'ajustement et dans le cadre des ordres

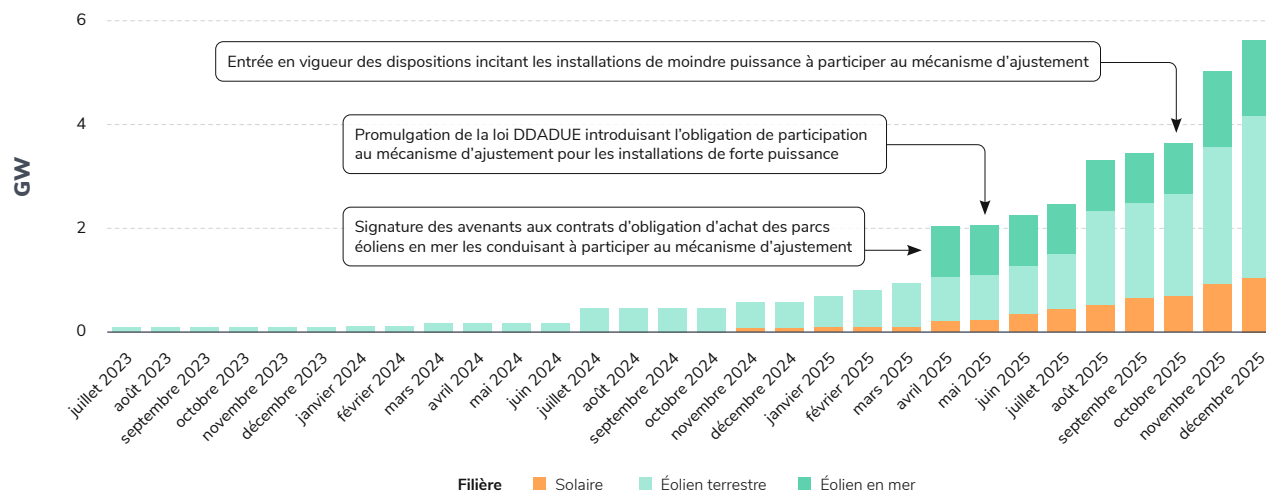
24. Article L 321-10 du code de l'énergie.

25. En 2025, les ajustements à la baisse des filières éoliennes et solaires ont représenté un peu moins de 2,5 % des baisses de production sollicitées par RTE, toutes filières confondues.

26. Article 18 de la loi n°2025-391 du 30 avril 2025

27. La valeur de ce seuil a été fixée par la CRE, sur proposition de RTE, dans sa délibération du 2 décembre 2025 : CRE, Délibération n° 2025-266, 2 décembre 2025

Figure 2.31 - Capacités éoliennes et solaires participant au mécanisme d'ajustement en temps réel (sur sollicitation de RTE)

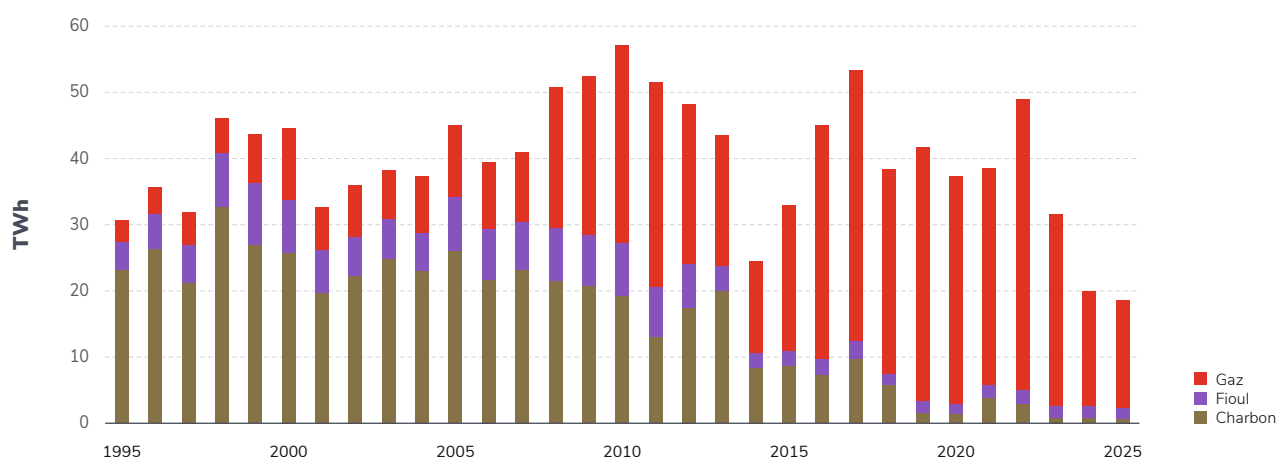


de sauvegarde) se sont établis à 63,8 GWh en 2025, en nette augmentation par rapport à l'année 2024 (7,2 GWh), première année pour laquelle RTE

avait eu recours à des ajustements à la baisse de l'éolien en mer pour assurer l'équilibre du système électrique.

La production thermique fossile en France a atteint un nouveau minimum historique, pour la deuxième année consécutive

Figure 2.32 - Évolution de la production d'électricité d'origine fossile en France entre 1995 et 2025



En 2025, la production d'électricité d'origine fossile²⁸ en France s'est élevée à 18,7 TWh. Il s'agit, pour la deuxième année consécutive, du niveau le plus bas depuis le début des années 1950 ; en 2024, la production fossile s'était élevée à 19,9 TWh, ce qui constituait déjà le plus petit total observé au cours de cette période.

Les filières gaz, charbon et fioul, qui sont de loin les plus intensives en émissions, ont produit moins de 4 % de l'électricité totale produite en France en 2025. Si le mix électrique français dans son ensemble est depuis longtemps bas-carbone, en raison de la part importante des filières hydraulique et nucléaire, la production thermique fossile représentait encore autour de 10 % de la production

au tournant des années 2010, dont environ un tiers de charbon.

La dynamique observée depuis conduit au double constat suivant : d'une part, la production thermique fossile dans son ensemble est aujourd'hui presque résiduelle dans le mix français ; d'autre part, parmi les trois principaux combustibles fossiles conventionnels, **c'est le gaz, de loin le moins intensif en émissions des trois, qui constitue désormais l'essentiel (87 %) de ce qu'il reste de production thermique fossile en France. La production d'électricité au fioul et au charbon a presque entièrement disparu** : en 2025, ces deux filières ont représenté respectivement 1,7 et 0,7 TWh, soit moins que la production d'électricité de la filière biogaz.

28. C'est-à-dire à partir de gaz, de charbon et de fioul.

Une part importante de la production de la filière gaz provient de moyens fatals dont le fonctionnement est indépendant du système électrique

Du point de vue de leur place dans le système électrique et de leur fonctionnement, on distingue habituellement trois grandes catégories de production à gaz :

- les cycles combinés (CCG): il s'agit d'installations de production d'électricité qui combinent une turbine à combustion et une turbine à vapeur (qui utilise la chaleur des gaz d'échappement de la première turbine) ; leur technologie est la plus moderne et présente le meilleur rendement (entre 50 et 60 %) et donc l'intensité en émissions la plus faible parmi les moyens fossiles ; cette catégorie regroupe l'essentiel de la production au gaz dite « pilotable » en France. Le coût marginal des cycles combinés est compétitif relativement aux autres moyens de production thermiques fossiles, ce qui leur permet d'être appelés lors des périodes de consommation élevée, comme en hiver ou, dans une moindre mesure, lors des épisodes de canicule. La centrale de Landivisiau, qui est la plus récente à avoir été mise en service en France, à l'été 2024, appartient à cette catégorie ;
- les centrales au gaz conventionnelles, notamment des turbines à combustion : moins optimisées car reposant, contrairement aux cycles combinés, sur un cycle ouvert, c'est-à-dire sans récupération de la chaleur produite pendant la combustion, leur rendement est moindre (entre 30 et 40 %) et leur production plus intensive en émissions. En France, la production des centrales de ce type est très réduite : elles ne fonctionnent que lors des périodes de pointe, ou, dans certains cas, pour contribuer aux besoins du système électrique pour l'équilibrage court terme ou la résolution de contraintes sur le réseau ;
- les cogénérations²⁹ : ce sont des installations qui produisent à la fois de la chaleur (pour des besoins industriels notamment) et de l'électricité. Pour ce type d'installation, la production d'électricité est

généralement secondaire et subordonnée à la production de chaleur. Elles sont généralement adossées à une installation principale, souvent un réseau de chaleur urbain, parfois une installation industrielle. La production des cogénérations est caractérisée par le fait qu'elle est pilotée par les besoins de chaleur du procédé sous-jacent et dépend dans une moindre mesure des conditions économiques qui régissent la production d'électricité à court terme. Du point de vue du système électrique, c'est donc en partie de la production fatale.

À partir de cette catégorisation, il est possible de décomposer schématiquement la production de la filière au gaz en deux parties :

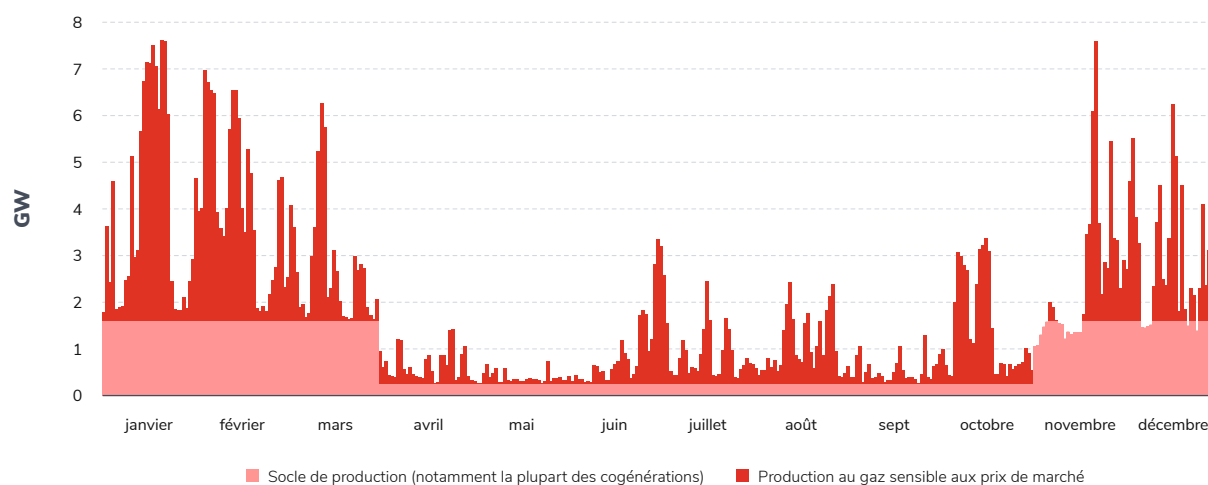
- un « socle » correspondant à la production en bande des différents types de cogénération. Comme les cogénérations adossées à des réseaux de chaleur représentent une part importante de la cogénération en France, ce socle présente un niveau différent selon la saison : on l'identifie, pour l'année 2025³⁰, à environ 1 600 MW lors de la période de chauffe (entre novembre et avril), et 250 MW en été (niveau qui correspond plutôt à des cogénérations industrielles de nature diverse) ;
- au-delà de ce socle, une part pilotable, ou sensible aux conditions de marché, composée essentiellement des cycles combinés et, dans une moindre mesure, des centrales conventionnelles, notamment des turbines à combustion.

Il existe également des moyens hybrides, qui fonctionnent selon des modalités spécifiques avec une partie de la production en base mais avec également la possibilité d'augmenter leur production au-delà de ce socle, si les conditions économiques le justifient. C'est le cas, par exemple, de la centrale à cycle combiné gaz de Dunkerque (voir plus loin).

29. La distinction essentielle du point de vue de l'analyse du système électrique repose sur le caractère fatal de l'électricité produite. Les centrales de cogénération peuvent s'appuyer sur différentes technologies de production d'électricité dont des CCG ou des centrales conventionnelles.

30. Pour certaines installations capables de cogénération, le fait de produire ou non de l'électricité peut dépendre entre autres des modalités de soutien public, et en particulier du régime d'obligation d'achat. Ce soutien tend ces dernières années, à s'éroder : chaque année, environ l'équivalent d'environ 250 MW de capacité de production électrique sort de ce régime. Cela peut conduire les installations concernées à réorienter leur modèle d'affaires et arrêter la production d'électricité ; cela conduit donc, mécaniquement, à une baisse du socle d'année en année. C'est également ce qui explique la très légère diminution du parc installé au gaz.

Figure 2.33 - Niveau quotidien moyen de production de la filière gaz au cours de l'année 2025

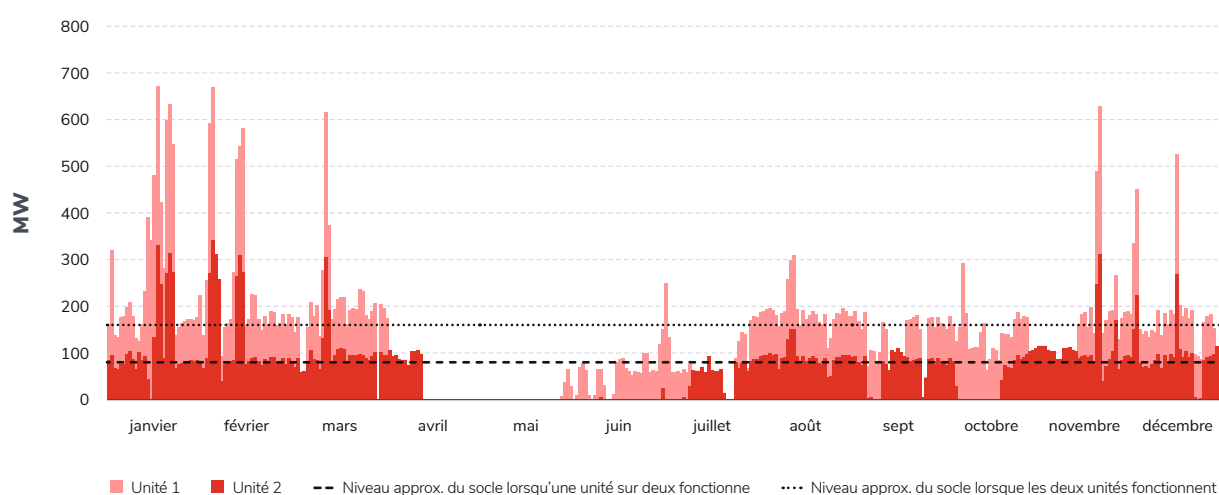


En 2025, la filière au gaz a produit un total de 16,4 TWh. Le volume de production que l'on peut assimiler à de la production indépendante du fonctionnement du système électrique s'élève à environ 7 TWh, soit un peu moins de la moitié. Il correspond à la production des cogénérations et d'autres moyens thermiques dont le comportement peut être assimilé à celui des cogénérations. Le reste de la production est essentiellement couvert par les CCG. Autrement dit, la production réellement appelée dans l'ordre de préséance économique n'a représenté que 9 TWh,

soit moins de 2 % de toute la production d'électricité en France.

Certains cycles combinés adossés à un site industriel peuvent également, selon un arbitrage prenant en compte les prix de marché d'une part et les contraintes des procédés industriels auxquels ils sont liés, choisir d'augmenter leur production au-delà du niveau de base qu'entraîne la cogénération à partir des procédés industriels. C'est le cas par exemple, de la centrale à cycle combiné de Dunkerque (également

Figure 2.34 - Illustration du fonctionnement hybride de la centrale de Dunkerque



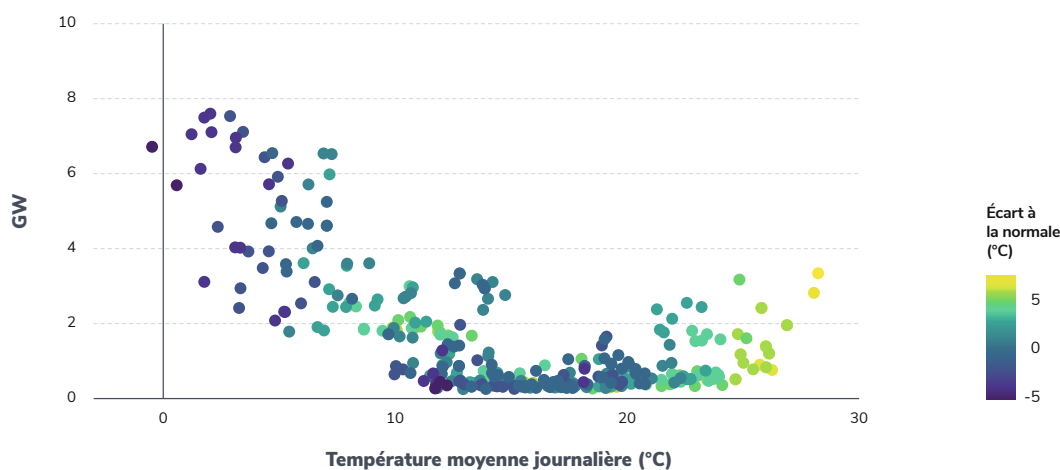
appelée DK6). Cette centrale, d'une puissance totale d'environ 800 MW au total, est constituée de deux cycles combinés au gaz adossés à l'usine sidérurgique ArcelorMittal, dont ils récupèrent une partie des gaz sidérurgiques. Lorsqu'elles fonctionnent uniquement pour brûler les gaz sidérurgiques, les deux unités produisent environ 80 MW chacune en bande ; lorsque les conditions de marché³¹ le justifient, la centrale peut augmenter sa production jusqu'à sa puissance maximale (près de 800 MW). Ces deux niveaux, ainsi que les périodes de plus forte production et certaines périodes d'arrêt complet ou partiel du site, sont nettement visibles sur le profil annuel de production (figure 2.34). L'analyse montre que sur l'année 2025, la centrale de DK6 a ainsi très peu fonctionné au-delà du socle lié à la combustion des gaz sidérurgiques, signe que les conditions de marché ont rarement conduit à démarrer l'installation à sa puissance nominale.

La production à partir de gaz a essentiellement lieu lors des journées de plus forte consommation

Le recours à la production des centrales à gaz, majoritairement aux cycles combinés, a essentiellement lieu à des périodes bien caractérisées, qui correspondent aux périodes de forte consommation, et particulièrement de forte consommation résiduelle³². C'est vrai en hiver, saison durant laquelle ces situations sont les plus fréquentes, mais également – plus ponctuellement et de manière moins prononcée – en été, notamment lors des épisodes de fortes chaleurs³³. Notamment, un tiers de la production annuelle au gaz est concentré lors des 10 % de journées les plus froides, soit environ 35 jours.

Enfin, on constate une légère association inverse entre le niveau de production au gaz en France et les exportations : les niveaux d'exportations les plus élevés sont observés lorsque la production au gaz est la plus faible.

Figure 2.35 - Production moyenne journalière des centrales à gaz en fonction de la température moyenne journalière



31. L'arbitrage peut être complexe ; il se fonde sur la conjonction des conditions de marché pour l'électricité et le gaz, auxquelles s'ajoutent des contraintes industrielles.
32. La consommation résiduelle correspond à la consommation totale à laquelle on retranche la production fatale, c'est-à-dire essentiellement la production éolienne, solaire, hydraulique au fil de l'eau. Bien qu'elle soit essentiellement fatale, la production des cogénérations n'est pas habituellement comptée pour le calcul de la consommation résiduelle.
33. Rappelons qu'il s'agit également de la période au cours de laquelle la disponibilité du parc nucléaire est généralement la plus faible.

Le développement des batteries en France est encore modeste et limité à la fourniture de services système

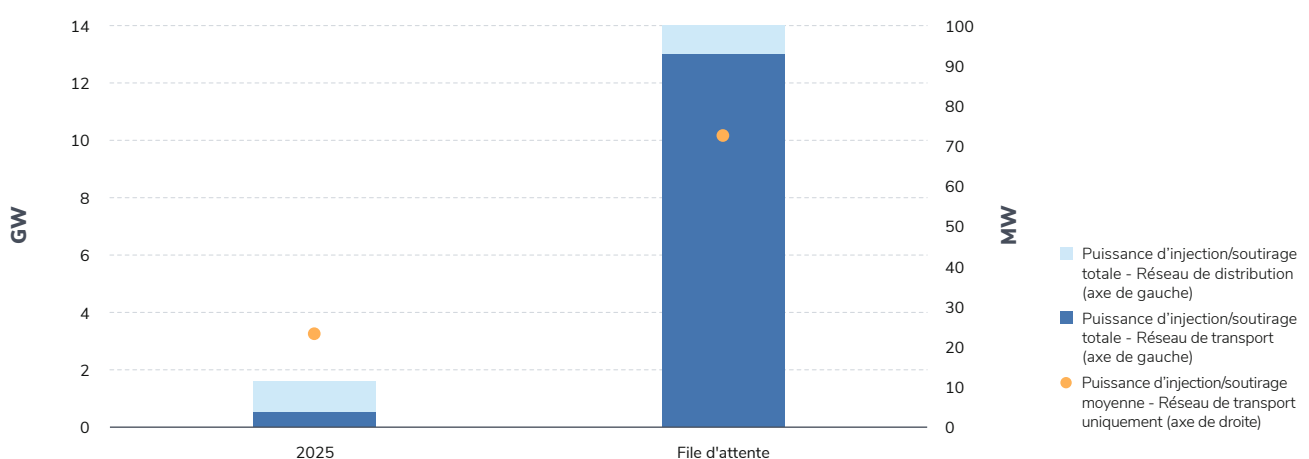
Au 31 décembre 2025, le parc total de batteries en service en France s'élevait à 1,6 GW. De cette capacité, un tiers environ est raccordé au réseau de transport, le reste au réseau de distribution. Plus le niveau de tension est élevé, plus, en principe, il s'agit d'installations de capacité élevée. Ainsi, la majorité des batteries en service aujourd'hui en France sont de taille modeste, de l'ordre du mégawatt. Les batteries les plus puissantes, raccordées au réseau de transport, sont peu nombreuses (un peu plus de 20 à fin 2025).

Les batteries diffuses, c'est-à-dire les batteries de petite capacité installées en basse tension chez les particuliers ou les petits professionnels, sont peu développées en France, avec un total de seulement 140 MW³⁴. Dans d'autres pays, ce type d'installations représente une part importante des ambitions de développement du stockage (voir le chapitre Europe).

Pour les batteries de puissance plus importante, la file d'attente, c'est-à-dire de projets pour lesquels les porteurs de projets ont déjà contractualisé l'accès au réseau, atteint environ 14 GW à fin 2025³⁵. Il s'agit dans une grande partie de projets qui se raccordent sur le réseau de transport d'électricité (haute et très haute tension).

Il semble aujourd'hui clair que tous ces projets ne se concrétiseront pas³⁶ ou pas tous dans les toutes prochaines années : comme pour tous les types de projets de raccordement au réseau électrique, la file d'attente recense des projets qui n'ont pour l'essentiel pas atteint la décision finale d'investissement. Dans le détail, l'analyse de la file d'attente de raccordement des batteries permet d'anticiper un développement à venir de cette filière dans des modalités fort différentes de celles que l'on a observé jusqu'à aujourd'hui. En effet, la tendance générale est à l'augmentation de la taille des

Figure 2.36 - Puissance totale d'injection/soutirage des batteries en service en France et puissance d'injection/soutirage des projets en file d'attente



³⁴. Source : données RTE consolidées sur la base de données internes et de données communiquées par les gestionnaires de réseau de distribution.

³⁵. L'entrée en file d'attente des projets de stockage se fait désormais après l'acceptation par le demandeur du projet d'une proposition technique et financière du gestionnaire de réseau concerné.

³⁶. Par ailleurs, le taux de concrétisation fait partie des hypothèses structurantes pour les études de développement de réseau. Ce taux dépend de nombreux facteurs, et notamment des conditions économiques générales, des conditions économiques particulières de la filière, ainsi que du développement du reste des composantes du système électrique (consommation, production, etc.)

installations : près de 90 % de la capacité totale en file d'attente concerne des projets de raccordement au réseau de transport. Cela correspond à environ 180 projets, et même au sein du réseau de transport la taille tend à augmenter, soit une capacité moyenne de près de 75 MW pour les projets en file d'attente contre 25 MW en moyenne pour les batteries actuellement raccordées au réseau de transport.

De manière générale, les installations de stockage par batterie peuvent participer à une large gamme de mécanismes et de marchés :

- la fourniture de services système : régulation de la fréquence notamment ;

- la participation aux marchés de gros, particulièrement infra-journaliers : il s'agit de stocker la production excédentaire de certains moments de la journée et de se décharger lors des pointes journalières de consommation ; l'archétype de ce type de valorisation consiste à tirer parti de la production solaire souvent excédentaire en milieu de journée ;
- la contribution à la gestion des contraintes réseau ;
- la participation au mécanisme de capacité, donc à la sécurité d'approvisionnement.

Aujourd'hui, toutefois, l'activité principale des batteries déjà en service en France est encore la fourniture de services système, et particulièrement de services système liées à la régulation de la fréquence.

Les prix de l'électricité

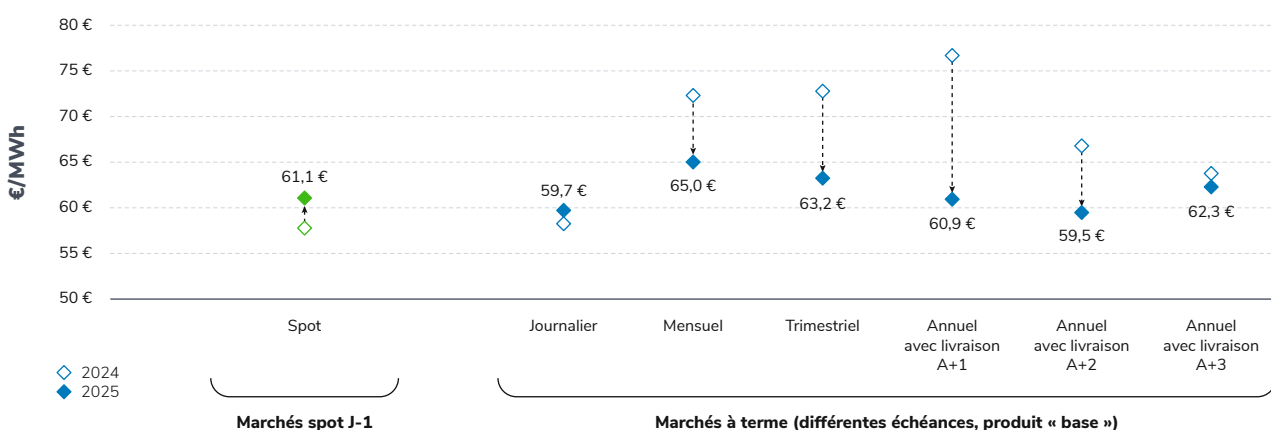
BILAN ÉLECTRIQUE 2025

Les prix spots de l'électricité sont restés relativement stables en 2025, tandis que les prix à terme ont diminué et s'établissent désormais à des niveaux beaucoup plus faibles en France que dans la plupart des pays voisins

Après deux années de baisse consécutives, **le prix spot moyen annuel de l'électricité en France est resté relativement stable en 2025 par rapport à celui de l'année précédente, atteignant 61 €/MWh contre 58 €/MWh en 2024**. Ce niveau est supérieur à ceux observés avant 2020 (à titre d'exemple, le prix moyen était de 39,4 €/MWh en 2019) mais reste bien moins élevé que les prix atteints entre 2021 et 2023, au cœur de la crise énergétique (275,9 €/MWh en moyenne en 2022). Par ailleurs, les prix spot connaissent depuis quelques années une volatilité croissante, qui se reflète

dans la déformation de la courbe horaire moyenne des prix. D'une part les pics de prix du matin et du soir sont désormais plus élevés – principalement sous l'effet du renchérissement des prix du gaz (utilisé par les moyens de production sollicités lors des pointes) par rapport à la période d'avant-crise sanitaire ; d'autre part le plateau du milieu de journée est devenu un creux – sous l'effet des niveaux de consommation plus faibles, combinés au développement de la production solaire en France et en Europe.

Figure 3.1 - Évolution entre 2024 et 2025 du prix spot moyen annuel et de différentes maturités de prix à terme moyens de l'électricité en France



Sources des données : EPEX, Nord Pool, EEX Group

La France reste dans une situation d'abondance de production décarbonée alors que les prix des combustibles fossiles ont légèrement augmenté

La relative stabilité des prix spot est le reflet de la stabilité à la fois de la consommation brute d'électricité et de la production décarbonée par rapport à l'année précédente. En conséquence, le système électrique reste dans la situation d'abondance de production décarbonée observée en 2024. Cette situation de « surcapacité » devrait durer quelques années (voir les analyses du Bilan prévisionnel 2025).

La production d'électricité française à partir de gaz a diminué d'environ 6 %, en particulier en ce qui concerne les turbines à combustion dont le coût de production est plus élevé que les cycles combinés à gaz (cf. chapitre Production). Le prix du gaz a augmenté d'environ 5 % en moyenne annuelle par rapport à l'année précédente pour atteindre 35,8 €/MWh contre 34,1 €/MWh en 2024. Ce prix a été le plus élevé lors des deux premiers mois de l'année (entre 40 €/MWh et 60 €/MWh en moyenne journalière entre janvier et avril) puis il a ensuite affiché une tendance baissière jusqu'à atteindre 25,2 €/MWh à son plus bas fin novembre, un niveau parmi les plus faibles de ces dernières années.

Il est également très sensible au contexte géopolitique qui peut engendrer des pics ponctuels de prix. On en observe deux au cours de l'année 2025 :

le premier fin février 2025 lors de l'arrêt du transit du gaz russe par l'Ukraine et le second en juin 2025 lors du conflit éclair entre Israël et l'Iran. Par ailleurs, la consommation totale française de gaz¹ est restée stable par rapport à l'année précédente et demeure environ 25 % plus faible des niveaux d'avant-crise sanitaire (l'objectif volontaire de réduction de consommation de gaz fixé par l'UE au moment de la crise énergétique était de 15 % en année glissante²). Les stocks français sont restés la majeure partie du temps dans l'enveloppe historique, à l'exception des mois de janvier et février où une vague de froid a accéléré leur utilisation. Le seuil réglementaire de stockage (90 %) a toutefois été atteint dès la fin août, dans la continuité de l'année précédente.

Le coût des quotas CO₂, qui intervient dans les coûts variables de production des centrales thermiques fossiles, a augmenté passant de 66,4 €/t en moyenne en 2024³ à 74,4 €/t en 2025.

Globalement, l'augmentation des prix du gaz et des quotas CO₂, a exercé une influence sur les prix spot quand ils ont été fixés par les unités de production à gaz, en particulier en début d'année ; leur influence sur les prix à terme est restée limitée.

1. Source des données : Natran, RTE, Teréga – ODRE, Consommation quotidienne brute, novembre 2025

2. Toute l'Europe, REPowerEU : comment l'Union européenne veut sortir de sa dépendance aux énergies fossiles russes, décembre 2025

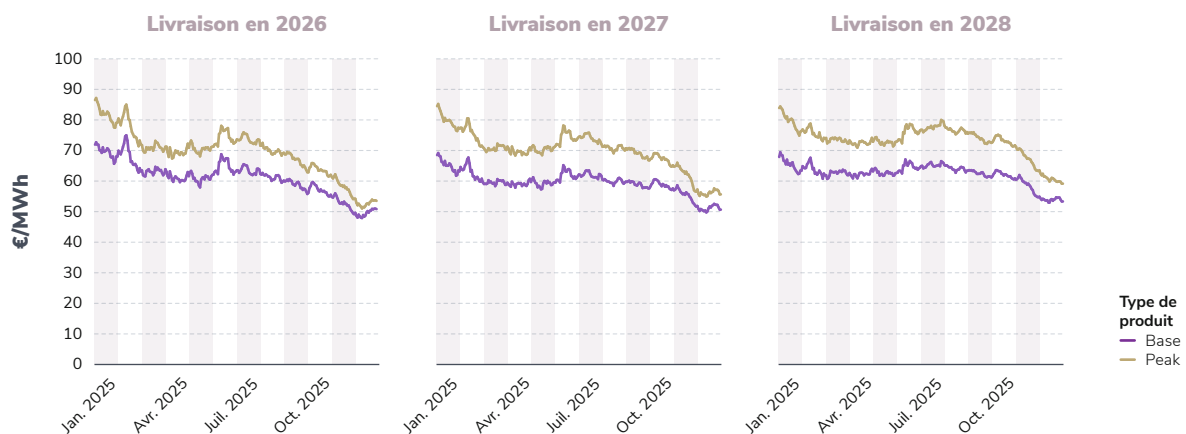
3. Il s'agit ici du prix moyen pour livraison en décembre qui sert de référence au prix des quotas.

Les prix à terme poursuivent leur baisse entamée mi-2023 après la crise énergétique

Les prix des produits à terme annuels négociés en 2025 en France ont dans l'ensemble diminué par rapport au passé. Le prix pour livraison l'année suivante est passé de 77 €/MWh en 2024 à 61 €/MWh en 2025 en moyenne annuelle. Il a affiché une tendance baissière au fur et à mesure de l'année et a même franchi le plancher de 50 €/MWh en fin d'année, ce qui n'était plus arrivé depuis 2020.

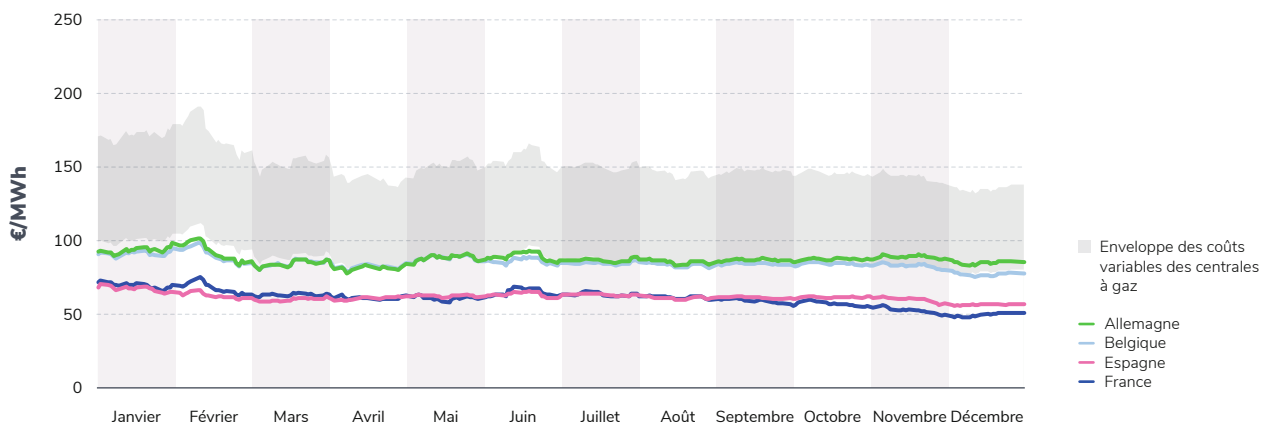
Une différence notable entre ces deux années concerne la relation entre les prix à terme du gaz et de l'électricité pour livraison l'année suivante. Entre 2019 et mi-2024, le prix à terme de l'électricité se situait dans l'enveloppe des coûts variables des centrales thermiques à gaz (dépendante des prix du gaz, des quotas de CO₂ et des rendements des centrales). **Depuis la seconde moitié de 2024, les prix**

Figure 3.2 - Prix des produits calendaires annuels négociés au cours de l'année 2025, pour différentes échéances de livraison



Source des données : EEX Group

Figure 3.3 - Évolution au cours de l'année 2025 des prix à terme de l'électricité pour livraison en 2026 dans plusieurs pays européens et comparaison avec les coûts variables des unités de production à gaz



Sources des données : EEX Group, Calculs RTE.



FOCUS

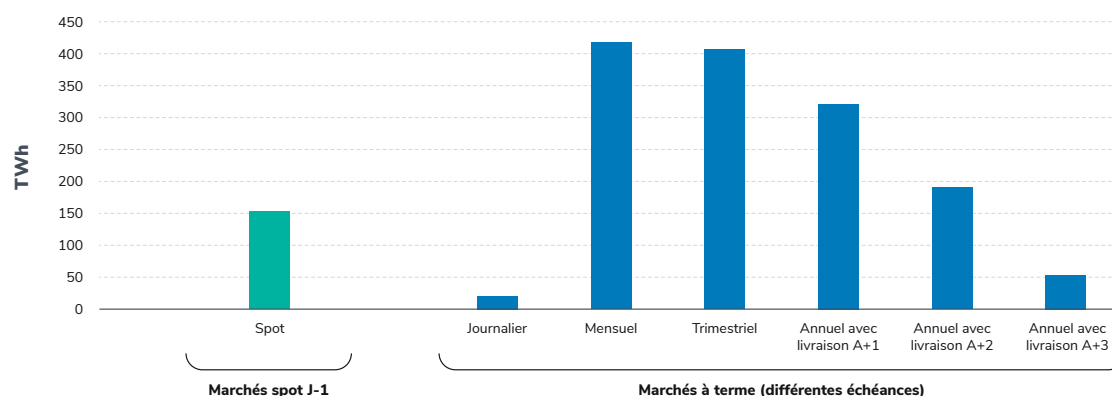
Les produits à terme représentent le plus grand volume d'électricité échangée sur les marchés

Les marchés à terme permettent aux acteurs d'échanger de l'électricité négociée à différentes échéances avant le moment de livraison, jusqu'à plusieurs années à l'avance. Les produits échangés sont généralement de deux types : des produits **base** qui correspondent à un ruban de puissance sur les 24 heures, tous les jours, et des produits **peak** qui correspondent à un ruban de puissance pendant les jours ouvrés et uniquement sur le créneau 8 h-20 h (pendant lequel la consommation est historiquement généralement plus élevée que la nuit). Ces produits peuvent couvrir plusieurs horizons temporels. Par exemple, le produit base annuel est un ruban de puissance sur une année complète, le produit peak trimestriel couvre les créneaux 8 h-20 h pour les jours ouvrés du trimestre considéré.

Les marchés à terme permettent aux vendeurs et aux acheteurs de maîtriser une partie des risques financiers : dans une situation théorique où les acteurs n'échangeraient que sur le marché J-1, ils seraient totalement exposés aux variations du prix spot,

alors que celui-ci est de plus en plus volatil (voir l'analyse sur les prix spot qui suit). En effectuant une transaction plusieurs mois ou années en avance de l'échéance de livraison, les acteurs (producteurs, consommateurs qui se fournissent directement sur les marchés, négociants, fournisseurs) peuvent sécuriser une partie de leur approvisionnement ou de leurs ventes à un prix négocié à l'avance. Évidemment, plus la transaction se fait en amont de la date de livraison et plus l'incertitude est élevée. Par exemple, les prix des produits trimestriels et annuels négociés sur les marchés à terme en 2022 et 2023 pour livraison en 2025 étaient sensiblement plus élevés que les prix résultants des enchères des marchés spot J-1 en 2025, parce qu'une partie de ces produits a été négociée pendant la crise énergétique de 2022-2023 et intégrait une prime de risque largement démesurée (voir le Bilan électrique 2022). L'arbitrage entre les différentes échéances de marché dépend de la stratégie de chaque acteur en fonction de son aversion au risque et résulte généralement en un bouquet de différentes échéances.

Figure 3.4 - Volumes échangés sur le marché spot et négociés pour certains types de produits à terme, en 2025



Sources des données : EPEX, Nord Pool, EEX Group

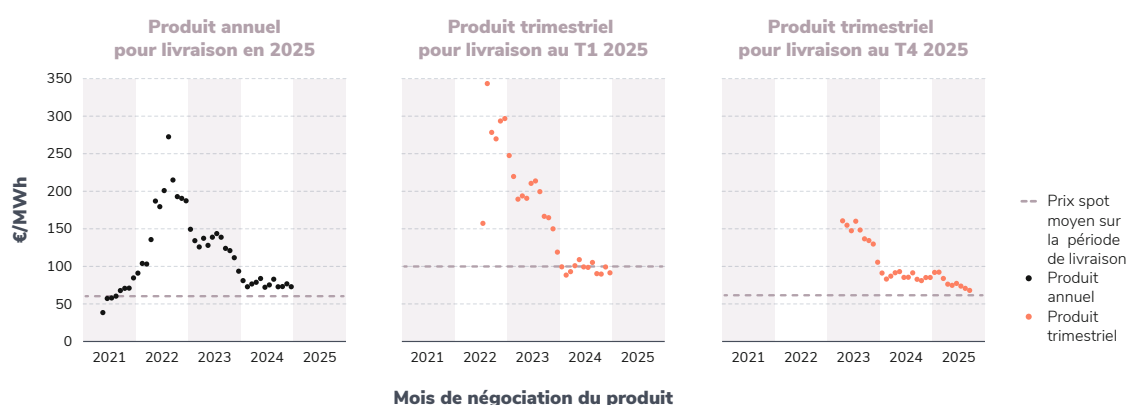


FOCUS

En 2025, les produits à terme échangés ont représenté 1 530 TWh⁴ contre 1 266 TWh l'année précédente. Les produits mensuels, trimestriels et annuels avec livraison au cours des deux années suivantes constituent la grande majorité du volume échangé puisqu'ils comptent pour plus de 1 300 TWh en 2025. C'est d'ailleurs la hausse du volume de ces produits, en particulier les produits mensuels et annuels, qui explique la quasi-totalité de l'évolution des volumes entre l'année 2024 et 2025 : environ 240 TWh en plus par rapport à l'année précédente (le volume est resté stable pour les produits trimestriels). L'augmentation des volumes échangés sur les marchés à terme en 2025 est en partie liée à l'anticipation de la fin du dispositif de l'ARENH au 31 décembre 2025⁵, qui donnait la possibilité aux fournisseurs alternatifs (hors EDF) d'acheter à un prix régulé (42 €/MWh) jusqu'à 100 TWh d'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF. C'est la seconde année pour laquelle la barre des

1 000 TWh a été franchie. En comparaison, le volume échangé sur le marché spot J-1 a été de l'ordre de 150 TWh en 2025, un niveau comparable à celui de l'année précédente, mais plus élevé qu'en 2023 (122 TWh). **Du fait de l'importance des volumes associés dans l'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs, les produits à terme constituent un élément déterminant dans la construction tarifaire et donc dans la facture dont s'acquittent les consommateurs finals.** Cela est vrai pour les grands consommateurs, qui peuvent s'approvisionner en électricité sur les marchés à terme à la hauteur de volumes importants, mais également pour les plus petits consommateurs, puisque ces prix rentrent dans la formule de calcul du niveau de la part « fourniture » du TRVE. Par extension, les prix à terme jouent un rôle important dans la fixation des prix pour l'ensemble des consommateurs résidentiels puisque les TRVE constituent une référence pour les différents acteurs de marché.

Figure 3.5 - Prix mensuel « base » moyen de différents produits à terme pour livraison en 2025 en fonction de la date de négociation



Source des données : EEX Group

4. Données EEX sommant les volumes échangés sur la bourse et de gré-à-gré – EEX, Annual volumes 2025, 13 septembre 2026

5. « La liquidité sur les marchés à terme jusqu'à l'année Y+4 a fortement augmenté avec la fin du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) dès le 1^{er} janvier 2026 » – CRE, La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2024, juillet 2025

à terme annuels français se trouvent durablement en dessous de l'enveloppe des coûts variables des centrales thermiques. Ils sont par ailleurs passés en dessous des prix à terme espagnols à l'automne (en moyenne sur l'année, l'écart est d'environ 1 €/MWh en faveur de la France). C'est le signe que les acteurs s'attendent à ce que les prix dans les deux pays soient souvent fixés par la production

décarbonée, abondante dans les deux mix de production. Notamment, les prix de ces deux pays sont inférieurs de plusieurs dizaines d'euros par rapport aux prix à terme allemands et belges. Ces derniers se rapprochent plus des coûts de production des centrales thermiques fossiles, tout en restant dans le bas de l'enveloppe.

Un prix spot relativement stable en moyenne par rapport à l'année précédente, avec des fortes variations au cours de l'année

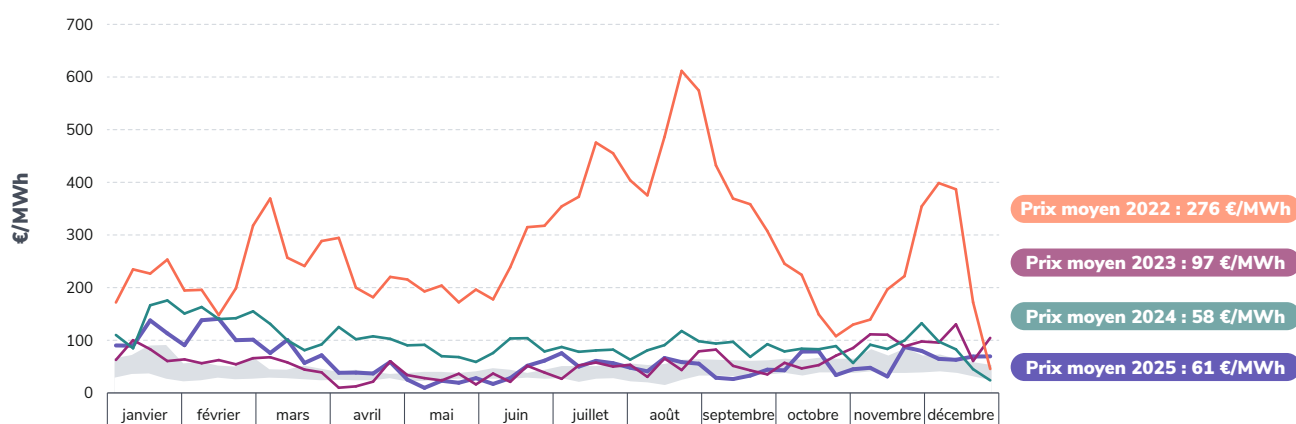
Sous l'effet de la stabilité de la consommation et de la production décarbonée, le prix spot moyen annuel est resté relativement stable (+2 €/MWh) par rapport à son niveau de l'année précédente, pour atteindre **61,1 €/MWh en 2025**. Cette stabilisation succède à deux années de baisses conséquentes portées par le redressement de la production nucléaire française et par la baisse des prix du gaz après le point culminant de la crise énergétique en 2022-2023. Le prix spot de l'électricité reste toujours supérieur aux niveaux de la période 2002-2020 (41,6 €/MWh en moyenne⁶), mais il est inférieur à celui de 2008 (69,2 €/MWh), qui avait été affecté par les prix du pétrole particulièrement élevés au 1^{er} semestre.

L'année 2025 a été marquée par des variations importantes des prix spot selon les mois, avec des prix bien plus élevés en début d'année. Le prix moyen mensuel le plus élevé (122,7 €/MWh au mois de février) a été plus de 6 fois supérieur au prix mensuel le plus faible (19,4 €/MWh au mois

de mai). À titre de comparaison, le prix mensuel le plus élevé était environ 2,2 fois plus élevé que le plus faible avant la crise sanitaire (en moyenne entre 2002 et 2020). Le ratio 2025 est le plus élevé devant celui de l'année 2022, en pleine crise énergétique (environ 5,6).

Les prix spot mensuels les plus élevés ont été observés en janvier et février, mois pour lesquels le prix spot moyen mensuel a dépassé 100 €/MWh⁷ (102,3 €/MWh en janvier et 122,7 €/MWh en février). Ce prix élevé pendant les deux premiers mois de l'année s'explique par des températures basses pour la saison qui ont entraîné une forte consommation électrique (+3,1 TWh au total par rapport à janvier et février 2024), des prix du gaz élevés en réaction à l'arrêt des flux de gaz russe qui transitaient par l'Ukraine (+22,4 €/MWh par rapport aux mêmes mois en 2024, soit presque 85 % d'augmentation) et d'une production éolienne limitée pour un mois de février (-2,1 TWh en février 2025 par rapport à février 2024).

Figure 3.6 - Évolution des prix spot hebdomadaires moyens en France en 2025 et comparaison avec les années précédentes



Sources des données : EPEX, Nord Pool

6. En valeurs courantes.

7. Ce niveau de prix est habituel pour les mois d'hiver depuis 2021, mais auparavant, le prix moyen mensuel le plus élevé constaté pour un mois de janvier ou février était de 82,3 €/MWh en février 2012, mois au cours duquel le maximum historique de consommation en France avait été atteint.

Le prix spot mensuel est passé sous le seuil de 20 €/MWh au cours du mois de mai 2025 (19,4 €/MWh), seuil qui n'avait pas été franchi depuis le mois de mai 2020 sous les effets de la crise sanitaire. Cette baisse de prix en mai 2025 a été portée par une forte production solaire (3,5 TWh soit +0,8 TWh par rapport à mai 2024)

et éolienne (3,5 TWh soit +0,9 TWh) dans un contexte de consommation proche de celle du même mois de l'année précédente (+1 TWh). Cela a entraîné notamment l'apparition de nombreux prix négatifs, avec un nombre d'occurrences mensuelles record (133 occurrences) suivi de près par le mois de juin (130 occurrences).

En 2025, les prix français se sont découplés de ceux de tous les pays voisins sur le marché spot comme sur le marché à terme

En 2025, le prix spot français a atteint des niveaux parmi les plus compétitifs d'Europe, derrière les pays nordiques. Il est en quatrième position derrière ceux de la Norvège, de la Finlande et Suédois, dont le mix de production d'électricité est presque entièrement décarboné, et inférieur à celui de tous les pays limitrophes.

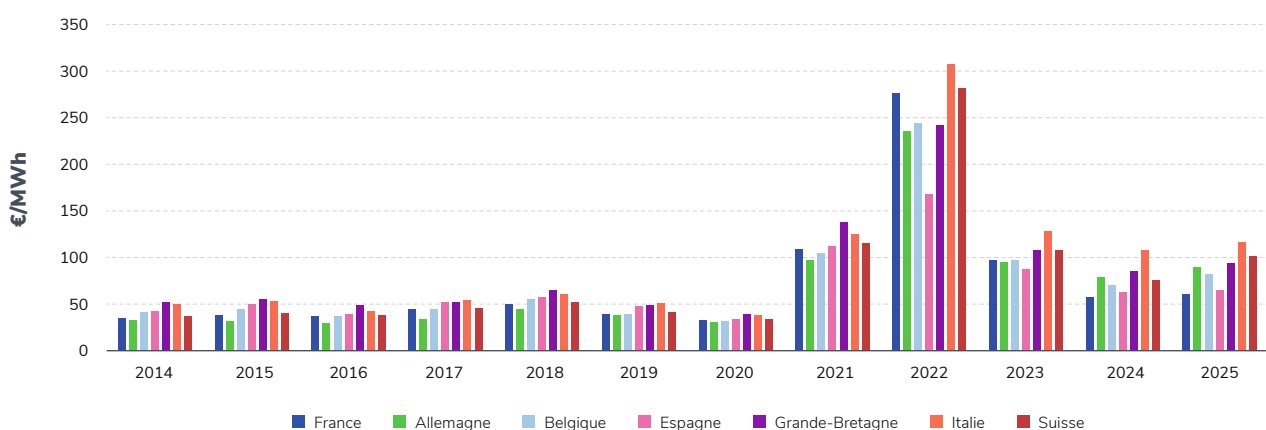
Les prix en France se sont largement découplés par rapport à ceux des pays voisins. Notamment, les écarts de prix atteignent désormais entre 20 et 50 €/MWh pour l'Allemagne, la Belgique, la Grande-Bretagne, la Suisse et l'Italie du Nord. En particulier, le prix spot français a été inférieur au prix spot allemand pour la deuxième année consécutive alors qu'il fallait remonter avant cela à l'année 2011 pour observer une pareille situation. Le retournement du spread entre les deux pays s'explique structurellement par les évolutions du mix allemand qui a fermé sa dernière centrale nucléaire en 2023 mais également par le redressement de la disponibilité et de la production du parc nucléaire français et par deux années peu favorables pour la production éolienne en Allemagne. **Le prix français est resté, pour la deuxième année consécutive, également**

inférieur au prix espagnol, avec un écart de 4 €/MWh en faveur du prix (contre 5 €/MWh en 2024). En regardant à la maille mensuelle, le signe du spread entre la France et l'Espagne, tout comme le solde des échanges, a varié tout au long de l'année au gré de l'évolution de la production décarbonée et de la consommation des deux côtés.

Le fait que l'écart de prix soit inférieur pour l'Espagne s'explique par une forte part de la production décarbonée dans son mix et donc une plus faible dépendance aux prix des combustibles fossiles par rapport aux autres pays voisins de la France. Historiquement, les prix français étaient inférieurs aux prix espagnols mais le fort développement des énergies renouvelables en Espagne, combiné à la présence du nucléaire à hauteur d'environ 20 % du mix, a permis au mix espagnol de se rapprocher de la compétitivité du mix français (voir également les chapitres Europe et Échanges).

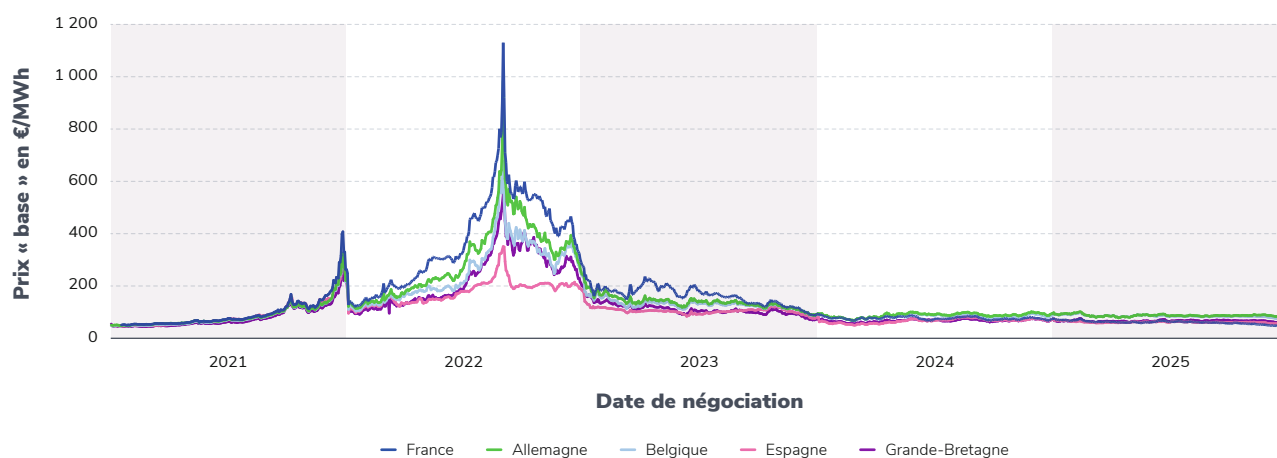
Les prix spot de l'électricité ont augmenté plus fortement dans les autres pays voisins, plus influencés que les prix français par les prix des combustibles fossiles : de l'ordre de la dizaine d'euros pour Allemagne,

Figure 3.7 - Prix spot annuel dans plusieurs pays européens



Sources des données : EPEX, Nord Pool

Figure 3.8 - Évolution des prix à terme pour livraison en A+1 depuis 2021, dans plusieurs pays européens



Source des données : EEX Group

Belgique, Grande-Bretagne et Italie et de presque trente euros concernant la Suisse.

La compétitivité du mix français s'observe également sur les produits à terme annuels pour livraison l'année suivante. Seule l'Espagne affiche un niveau de prix similaire en moyenne, mais à partir du mois de septembre le prix à terme français est même passé en dessous du prix espagnol. Cette inversion entre les prix à terme des deux voisins marque une rupture avec la période allant de fin

2021 à mi-2024 pendant laquelle les prix espagnols sur les marchés à terme étaient plus compétitifs que les prix français.

La compétitivité du mix électrique français reflète l'abondance de production bas carbone à faible coût variable en France et offre un atout considérable pour décarboner l'économie et d'accueillir de nouveaux usages (voir le chapitre Électrification ainsi que le *Bilan Prévisionnel 2025* publié par RTE à l'automne).

Le profil horaire des prix se déforme progressivement en suivant la production solaire

Depuis 2023, le profil horaire moyen du prix spot au cours de la journée connaît une évolution assez marquée, déjà bien documentée par RTE dans plusieurs publications récentes. Historiquement, le profil journalier des prix présentait un creux au cœur de la nuit, puis un pic le matin suivi d'un plateau en milieu de journée et enfin un pic le soir. Deux principales évolutions se sont produites au cours des dernières années : d'une part les pics de prix du matin et du soir sont désormais plus élevés – principalement sous l'effet du renchérissement des prix du gaz par rapport à la période d'avant-crise sanitaire ; d'autre part le plateau du milieu de journée est devenu un creux – sous l'effet des niveaux de consommation plus faibles combinés au développement de la production solaire en France et en Europe. Ce creux est d'autant plus marqué le week-end, période pendant laquelle la consommation est structurellement plus faible. Ainsi, avec la déformation de la courbe des prix spot, spécifiquement au printemps et en été, le prix spot est souvent plus faible en journée (8 h-20 h) que par rapport à sa moyenne journalière.

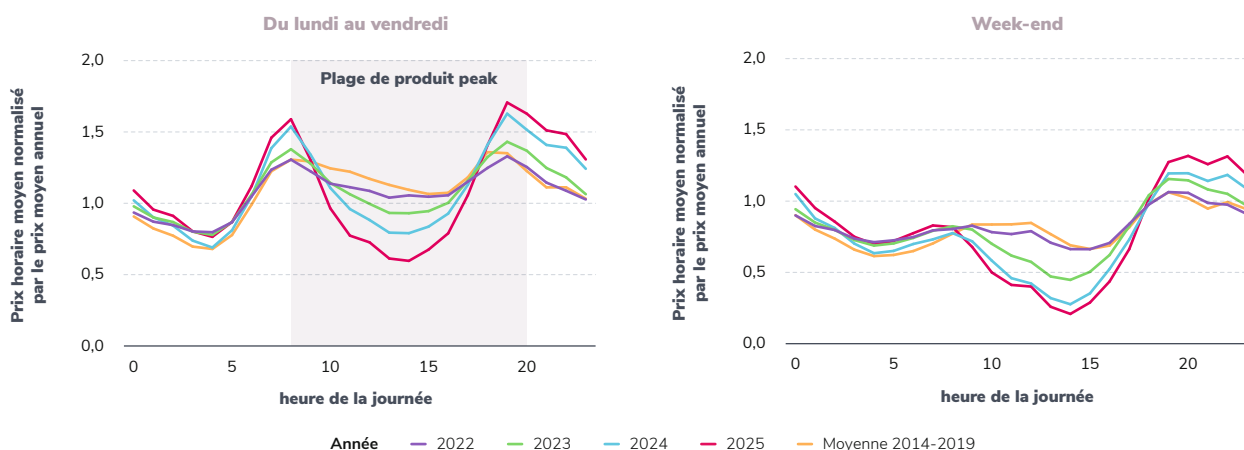
Avec la déformation de la courbe des prix spot, les produits « base » et « peak » sur les marchés à terme voient également leurs niveaux s'inverser par rapport aux tendances historiques. En effet, entre avril

et septembre 2025, la moyenne des prix spot sur les pas de temps qui correspondent aux produits « base » a été supérieure à celle des produits « peak », qui ont été initialement pensés pour refléter les périodes de consommation élevée (et donc de prix plus élevés). Cette situation d'inversion avait déjà été observée entre mai et août 2024.

Sur les marchés à terme, les prix des produits calendaires mensuels pour livraison en juillet et août 2025 ont aussi montré une telle inversion.

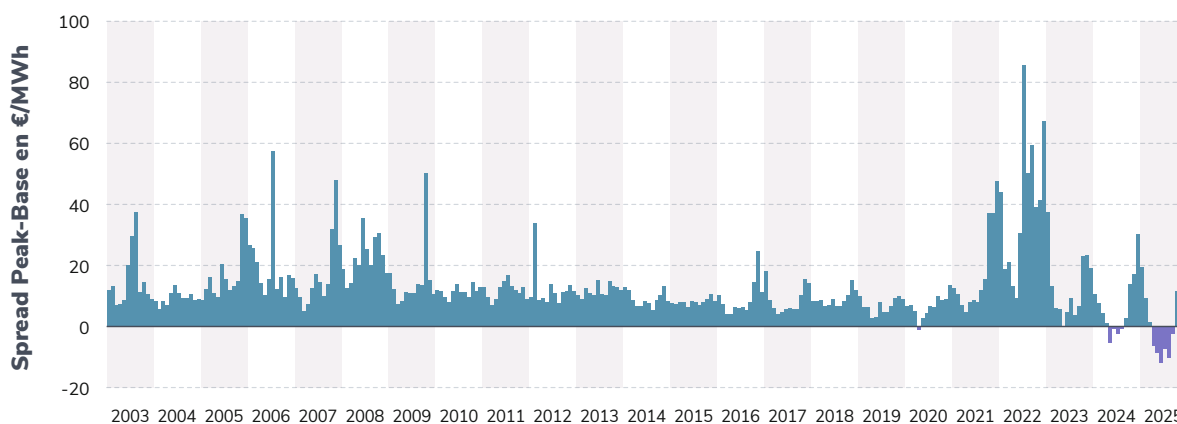
Cette évolution du profil horaire met en évidence l'intérêt de développer la flexibilité du système électrique, que ce soit du point de vue de la production ou de la consommation. En particulier, le déplacement de la consommation lors des moments de forte production décarbonée apparaît comme une solution pertinente permettant d'optimiser globalement l'équilibre et le coût global du système électrique, de limiter la modulation de production renouvelable, de minimiser la sollicitation de moyens de production thermiques et pour le consommateur de réduire sa facture en optimisant le placement de sa consommation lors des heures creuses. Par ailleurs, des évolutions réglementaires ont eu lieu pour inciter les

Figure 3.9 - Profil moyen des prix horaires, normalisé par rapport au prix moyen annuel



Sources des données : EPEX, Nord Pool

Figure 3.10 - Écart mensuel entre les prix spot moyens pendant les périodes « peak » (jours ouvrés 8 h-20 h) et ceux pendant les périodes « base » (0 h-24 h tous les jours)



Sources des données : EPEX, Nord Pool

moyens de production renouvelables à contribuer davantage à la flexibilité du système (voir chapitre Production).

La diffusion des batteries (dont environ 13 GW sont en file d'attente, voir chapitre Production) pourrait également constituer un levier important de flexibilité.

Aujourd'hui, les batteries contribuent principalement à la fourniture de services système. À moyen terme, les perspectives de ces moyens de stockage, notamment en ce qui concerne la participation aux marchés de gros journaliers et infra-journaliers, dépendra des dynamiques d'évolution de la consommation et de la production.



FOCUS

Passage au pas 15 minutes

Le 1^{er} octobre 2025, le prix spot J-1 est passé du pas horaire au pas 15 minutes : ce ne sont plus 24 enchères horaires mais 96 enchères (livraison au pas quart d'heure) qui sont effectuées du jour pour le lendemain. Au 1^{er} janvier 2025, le pas de temps du règlement des écarts (de la part des responsables d'équilibre) avait déjà suivi une logique similaire puisqu'il était passé de 30 à 15 minutes.

Ces changements réglementaires sont motivés par la volonté d'inciter les acteurs à assurer l'équilibre entre production et consommation sur leur périmètre à un pas de temps plus fin, mais aussi de donner plus de moyens aux acteurs d'atteindre cet équilibre, dans le

but d'améliorer la gestion de l'équilibre offre-demande vu de la veille pour le lendemain.

Les premières analyses menées sur la base des trois derniers mois de l'année 2025 (par nature partielles et concernant une période encore « d'adaptation ») montrent que la courbe des prix spot conserve globalement la même forme. La principale évolution remarquable est que la courbe présente désormais un profil en « dent de scie » au sein de chaque heure, mais avec des variations moindres en regard des amplitudes journalières. La variabilité au sein des heures est plus importante le matin et le soir, plus faible en milieu de journée et la nuit.

La volatilité des prix spot est bien plus élevée qu'avant-crise

Au cours des dernières années, la volatilité des prix spot horaires a sensiblement augmenté par rapport aux années avant les crises sanitaire et énergétique, à la fois selon le critère de l'écart-type (46,4 €/MWh en 2025 contre 40,1 €/MWh en 2024 et 14,0 €/MWh en 2019) ou de l'amplitude journalière moyenne⁸ (89,7 €/MWh en 2025 contre 76,4 €/MWh en 2024 et 27,2 €/MWh en 2019).

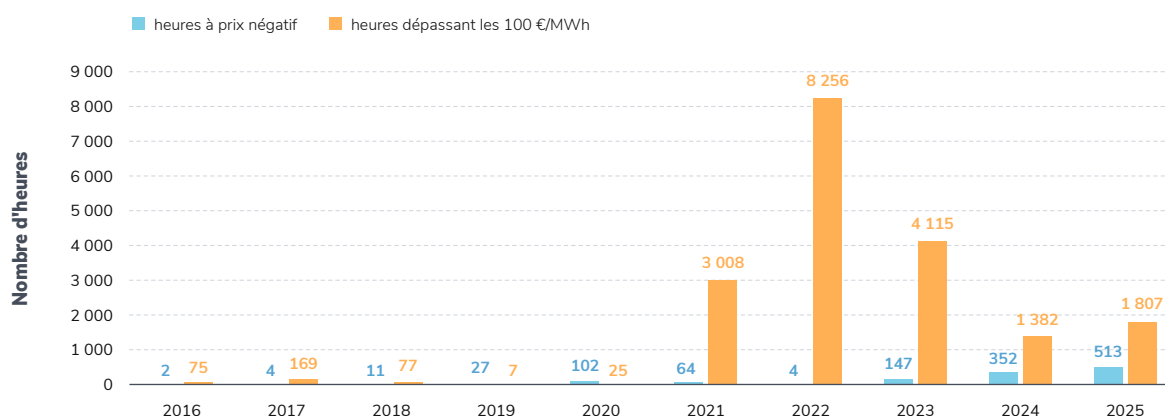
L'augmentation de la volatilité est évidente également en comparant les prix horaires aux enveloppes des prix historiques : en 2025, les prix spot horaires se sont situés au-dessus de l'enveloppe 2014-2019 plus de la moitié du temps, légèrement plus qu'en 2024 (52 % contre 48 % respectivement) et se sont situés en dessous environ 25 % du temps (contre 21 % en 2024).

L'augmentation de la variabilité des prix spot s'explique notamment par la « coexistence » au sein d'une même journée de prix très élevés et de prix faibles voire négatifs. Plus généralement, la distribution des

prix horaires a beaucoup évolué au cours des quatre dernières années. De 2010 à 2019, les prix spot étaient compris dans un intervalle assez resserré. En 2020, quelques prix plus faibles sont apparus au plus fort de la crise sanitaire, sans changer fondamentalement la forme de la distribution.

Depuis 2021, les prix se sont situés dans des plages beaucoup plus étalées, d'abord du fait de la crise énergétique qui a entraîné un grand nombre de prix élevés fin 2021 et courant 2022, puis avec l'augmentation du nombre de prix très faibles ou négatifs à partir de 2023. En conséquence, les périodes de prix négatifs ou de prix « élevés » sont nettement plus nombreuses depuis 2021. Si les premières apparaissent principalement lors des périodes de production décarbonée très abondante par rapport aux niveaux de consommation (voir la partie suivante pour une analyse détaillée), les secondes reflètent l'augmentation des coûts de fonctionnement des centrales thermiques à gaz par rapport à la période 2010-2020.

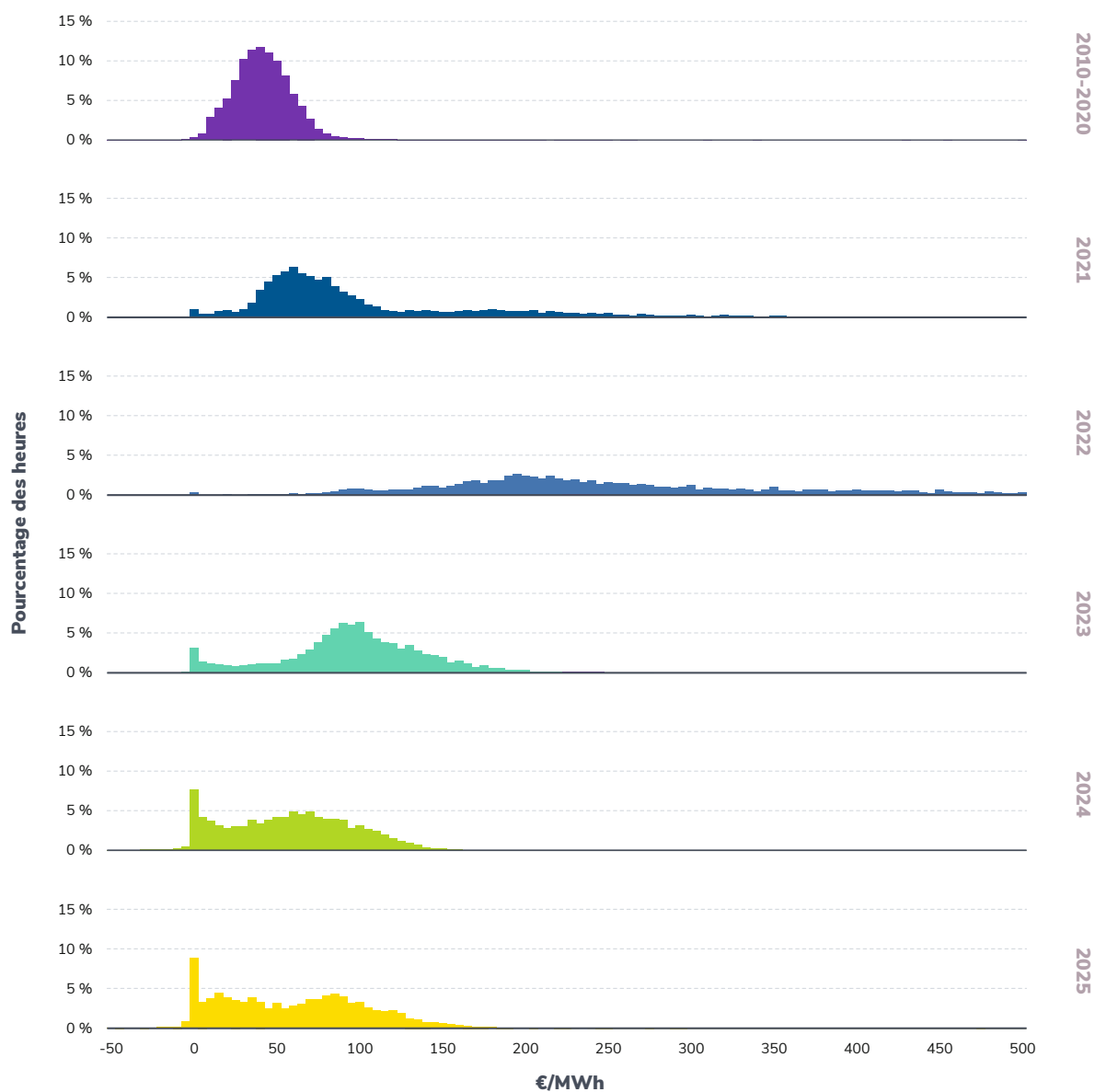
Figure 3.11 - Nombre d'heures à prix négatif et d'heures dépassant les 100 €/MWh depuis 2010



Sources des données : EPEX, Nord Pool. Le nombre de prix négatifs de l'année 2024 est dépendant de la source de données, un incident technique ayant causé le découplage d'EPEX spot pendant quelques heures le 26 juin. La valeur affichée ici pour l'année 2024 considère les données Nord Pool pendant cet incident.

8. L'amplitude journalière moyenne est calculée comme la moyenne de l'écart entre le prix maximal et le prix minimal de chaque jour.

Figure 3.12 - Distribution des prix spot horaires de 2010 à 2025. Graphique tronqué à 500 €/MWh pour des questions de lisibilité



Sources des données : EPEX, Nord Pool

L'augmentation du nombre d'heures à prix élevé reflète l'augmentation des coûts variables des centrales thermiques au gaz

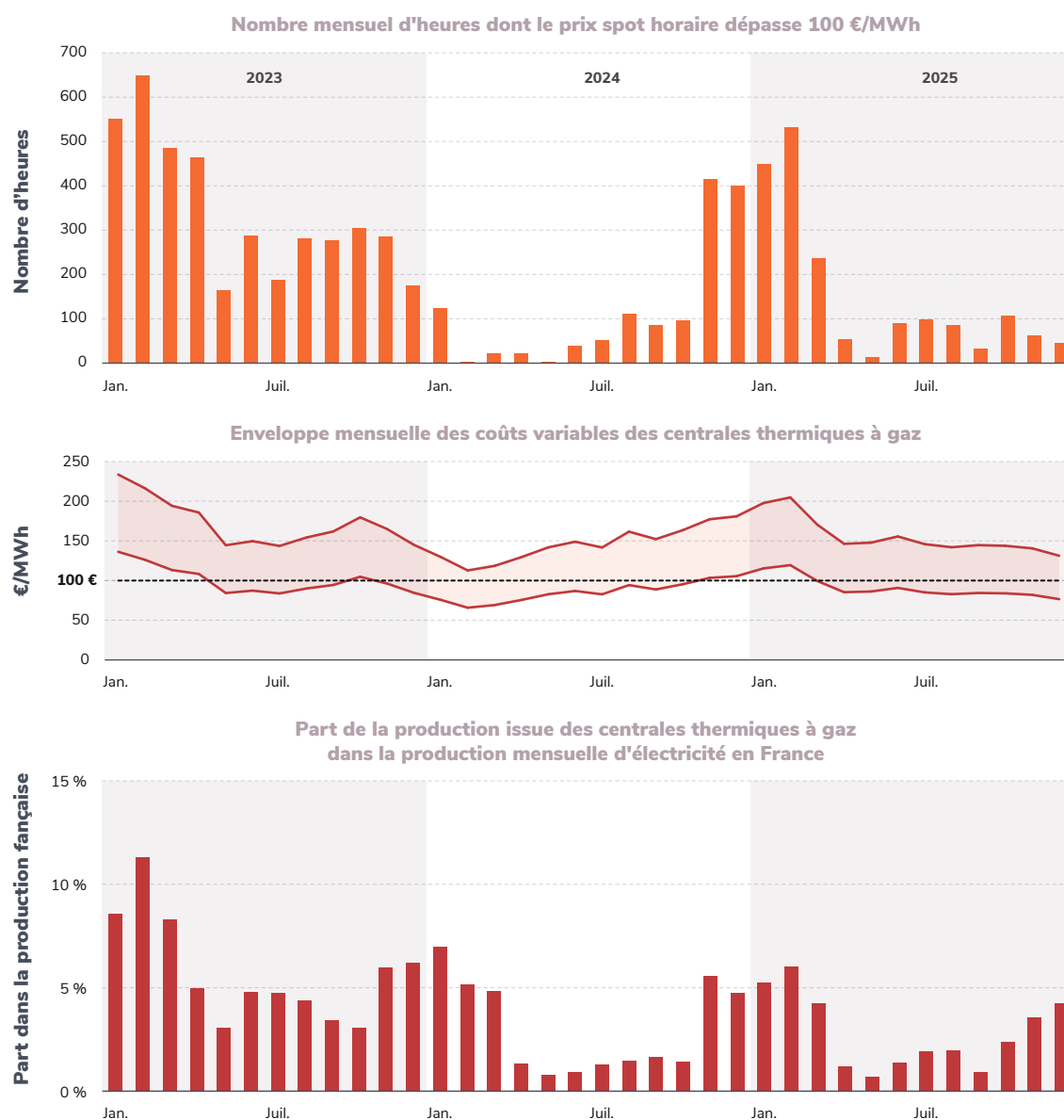
Pendant l'année 2025, 1 807 heures ont dépassé la barre symbolique de 100 €/MWh, contre 1 382 en 2024. Ces heures à prix élevé se sont principalement produites au cours du premier trimestre 2025, pendant lequel la consommation était plus élevée. C'est pendant cette période-là que le recours aux centrales à gaz a été le plus important ; les prix du gaz étaient par ailleurs relativement élevés en début d'année, avant d'entamer une décrue au printemps. Au premier trimestre 2024, même si les centrales à gaz avaient été sollicitées dans des proportions similaires qu'au premier trimestre 2025, leurs coûts de fonctionnement étaient relativement moins onéreux puisque les prix du gaz traversaient un creux à ce moment-là, ce qui fait que le nombre d'heures dont le prix dépassait la barre des 100 €/MWh était moins élevé en 2024. Ces heures à prix élevé se produisent en général du lundi au vendredi entre 7h et 10h puis entre 18h et 22h, en opposition de phase par rapport aux heures à prix négatifs.

Le nombre d'heures à prix négatif est plus élevé dans les dernières années par rapport à la décennie 2010-2020 : ceci reflète l'augmentation des coûts de fonctionnement des centrales thermiques à gaz par rapport à cette période, et non pas une utilisation accrue de ces moyens de production. En effet, la production des centrales

à gaz en 2025 est de l'ordre de 16 TWh (environ 3 % du mix) contre 28 TWh en moyenne sur la période 2010-2020 (ce qui représente en moyenne 5,7 % du mix). En revanche, à titre de comparaison, les coûts variables des centrales à gaz étaient compris dans une gamme allant de 15 €/MWh à 100 €/MWh⁹, selon les mois, entre 2011 et 2020. En 2025, ces coûts variables étaient situés dans une fourchette allant de 80 €/MWh à 230 €/MWh. Les centrales thermiques à gaz en France ont été à peu près autant sollicitées en mars (2,2 TWh) et en novembre 2025 (2,1 TWh) mais le prix du gaz était sensiblement plus élevé en mars (40,7 €/MWh) qu'en novembre (29,5 €/MWh), ce qui explique l'écart important du nombre d'heures dont le prix dépassait les 100 €/MWh au cours de ces deux mois (236 en mars contre 63 en novembre). En revanche, la proportion du temps pour laquelle le prix spot horaire dépasse le minimum de l'enveloppe des coûts variables des unités de production thermiques à gaz en France, ce qui peut être une indication de la part de temps où ces moyens de production ont fixé le prix, est similaire pour ces deux mois (environ 30 % du temps). Par ailleurs, d'autres moyens de production peuvent utiliser le prix du gaz comme référence pour la fixation de leurs offres, notamment en ce qui concerne les moyens de production disposant d'un stock, comme l'hydraulique de lac ou les batteries.

9. Il s'agit d'un intervalle concernant la variation du coût variable mensuel moyen, calculé sur la base des prix moyens mensuels du gaz et du CO₂, avec comme hypothèse un intervalle de rendement allant de 35 % à 60 % et une émission de 0,204 tonne de CO₂ par MWh de gaz consommé.

Figure 3.13 - Distribution des heures à prix spot dépassant les 100 €/MWh et comparaison avec les coûts de production des centrales à gaz et leur part dans le mix



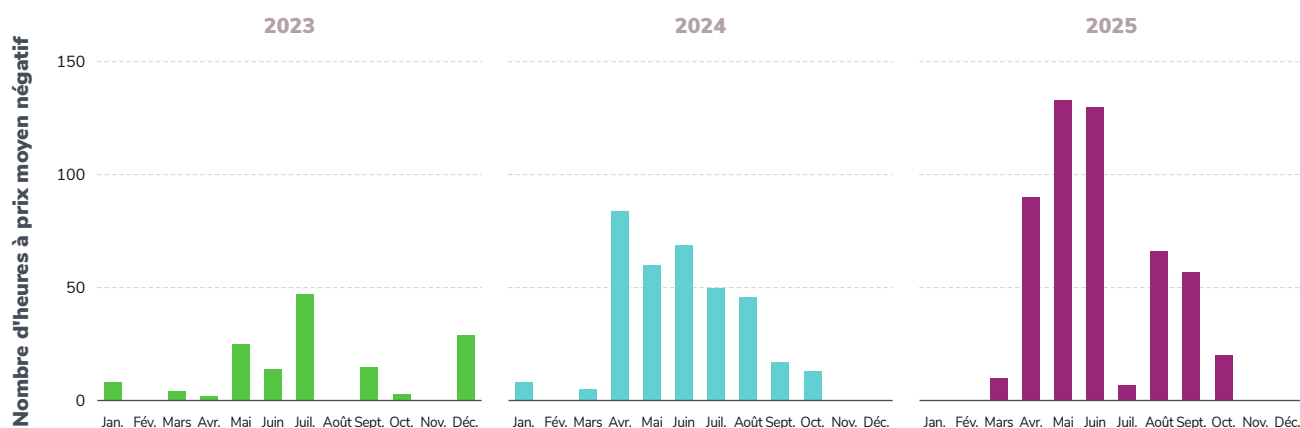
Sources des données : EPEX, Nord Pool, EEX, Group, RTE

Un nombre de prix spot négatifs en hausse, avec une apparition de prix négatifs plus fréquente en semaine

Le prix spot horaire a été négatif pendant 513 heures¹⁰ en 2025, un nombre d'occurrences plus élevé que l'année précédente (352 en 2024) et qui représente environ 6 % du temps sur l'année. La principale évolution concernant les prix négatifs est qu'ils **sont apparus plus fréquemment**

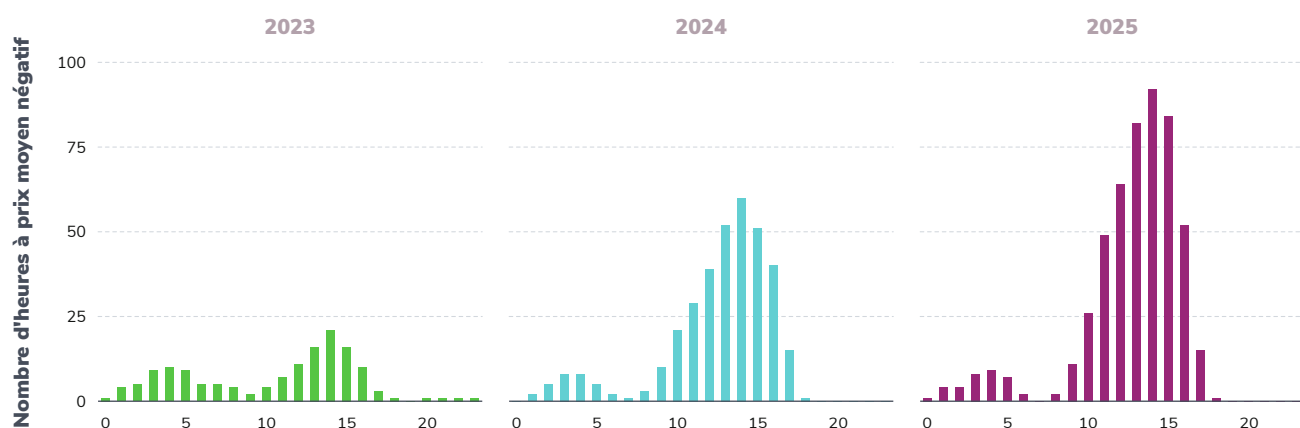
en semaine (du lundi au vendredi) qu'au cours des années précédentes : 51 % des heures à prix négatifs ont été observées du lundi au vendredi en 2025 contre 32 % en 2024 et 27 % en 2023. Dans la continuité des années précédentes en revanche, les prix négatifs se sont principalement produits

Figure 3.14 - Répartition par mois de l'année des prix négatifs observés en France



Sources des données : EPEX, Nord Pool

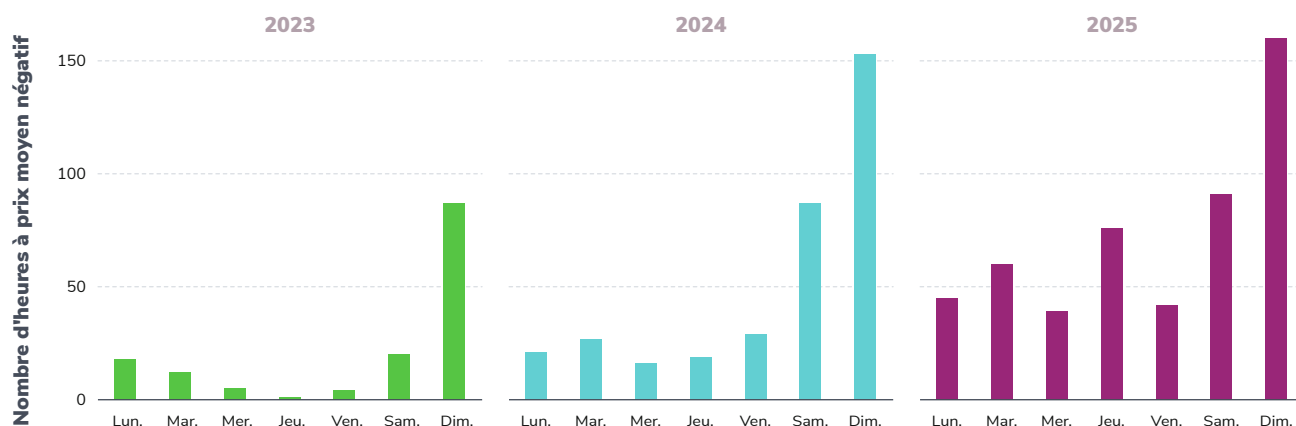
Figure 3.15 - Répartition par heure de la journée des prix négatifs observés en France



Sources des données : EPEX, Nord Pool

10. Après le passage au pas 15 minutes, une heure est considérée à prix négatif si la moyenne des prix au cours de l'heure est négative, pour garder une comparabilité avec l'historique.

Figure 3.16 - Répartition par jour de la semaine des prix négatifs observés en France



Sources des données : EPEX, Nord Pool

en milieu de journée entre avril et août, c'est-à-dire pendant les moments où la consommation est la moins élevée et la production solaire est la plus abondante. **Près de la moitié des occurrences se sont produites pendant les mois de mai (133 heures) et juin (130 heures).** Le mois de

juillet 2025 fait figure d'exception du point de vue du nombre de prix négatif puisque peu d'occurrences ont été dénombrées en France (seulement 7 occurrences) et dans les pays voisins, sous l'effet d'une augmentation de la consommation résiduelle en France, en Allemagne et en Belgique.

Les prix négatifs ont été plus faiblement négatifs qu'en 2024

Si le nombre d'heures à prix négatifs a nettement augmenté entre 2024 et 2025, les prix sont devenus plus faiblement négatifs en moyenne. Le niveau moyen des prix négatifs est de -6,5 €/MWh en 2025 contre -10 €/MWh en 2024 et -6,8 €/MWh en 2023. Ces prix faibles en valeur absolue font que l'électricité échangée sur le marché spot lors des périodes de prix négatif **représente moins de 1 % de la valeur totale échangée**, alors que ces périodes comptent pour environ 6 % du temps.

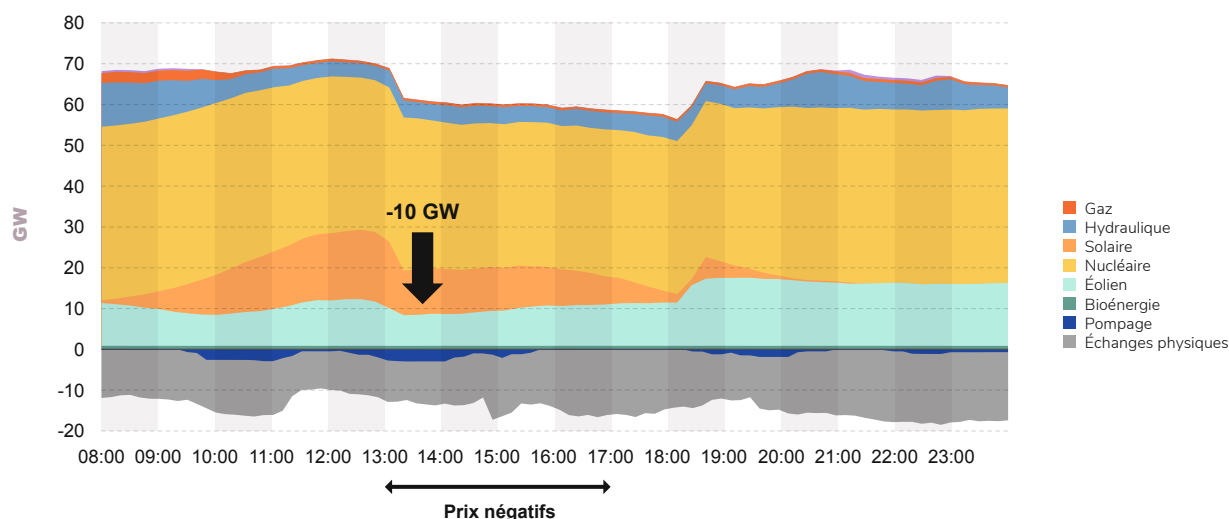
Les prix compris entre 0 € et -0,1 €/MWh représentent plus de la moitié des occurrences d'heures à prix négatif (55 % en 2025 contre 36 % en 2024 et 54 % en 2023). Dit autrement, si le prix spot avait été supérieur de 0,1 €/MWh sur l'ensemble des heures de l'année, le nombre de prix négatif aurait été divisé par plus de deux. Également, les prix très négatifs ont été nettement moins fréquents qu'en 2024 puisque les prix inférieurs à 10 €/MWh ont représenté 14 % des occurrences en 2025 contre 31 % l'année précédente.

Les conséquences des prix négatifs relèvent de l'exploitation du système électrique et nécessitent une certaine adaptation de sa gestion

Les prix négatifs se produisent aujourd'hui dans des situations de faible consommation concomitante avec une production décarbonée abondante. Lors de ces périodes, les énergies renouvelables qui bénéficient du mécanisme de complément de rémunération sont économiquement incitées à s'arrêter.

Ces arrêts se produisent simultanément au début de la période à prix négatifs, avec pour conséquence une baisse rapide de la production, dont l'ampleur précise est difficile à anticiper. Lors de certains épisodes durant lesquels la production est largement excédentaire par rapport à la consommation, RTE fait

Figure 3.17 - Illustration de l'effet seuil de l'arrêt de production renouvelable lors d'un épisode de prix négatifs le 1^{er} avril 2025



face à des situations d'exploitation très particulières. Cette problématique suscite d'autant plus de vigilance pour l'exploitation du système que l'information sur la programmation des arrêts et redémarrages n'est souvent pas transmise à RTE. Répondre à ce défi nécessite de renforcer le dispositif de programmation (fiabilisation et mise à jour fréquente des programmes) pour anticiper ce type d'arrêts et d'encadrer les variations de production pour assurer une cohérence entre le comportement des acteurs et les besoins physiques du système.

Les leviers permettant d'assurer l'exploitation du système électrique pendant ces périodes de creux sont identifiés et regroupés au sein du Schéma de

transformation de l'exploitation du système électrique mis en œuvre par RTE. Ils font déjà l'objet d'un programme de concertation détaillé que RTE a présenté aux acteurs. De nouvelles dispositions législatives et réglementaires ont été mises en place récemment et permettent d'accroître progressivement la participation des énergies renouvelables à la modulation à la baisse et au mécanisme d'ajustement. Il est désormais nécessaire de faire aboutir la déclinaison opérationnelle de ces nouvelles dispositions au plus vite et, de manière plus générale, de poursuivre l'évolution des règles de programmation et d'exploitation afin de garantir l'équilibre du système électrique au cours des prochaines années.

Les pays voisins connaissent des épisodes de prix négatifs dans des proportions similaires

Dans les pays voisins de la France, le nombre de prix négatifs a été du même ordre de grandeur que celui de la France. L'Allemagne a compté 576 heures à prix négatif (457 en 2024), la Belgique 519 heures (404 en 2024). En Espagne, qui avait vu ses premiers prix négatifs apparaître en 2024, le nombre d'heures à prix négatif a plus que doublé en passant de 247 à 556 occurrences. La Suisse et la Grande-Bretagne ont observé respectivement 303 et 149 heures à prix moyen négatif.

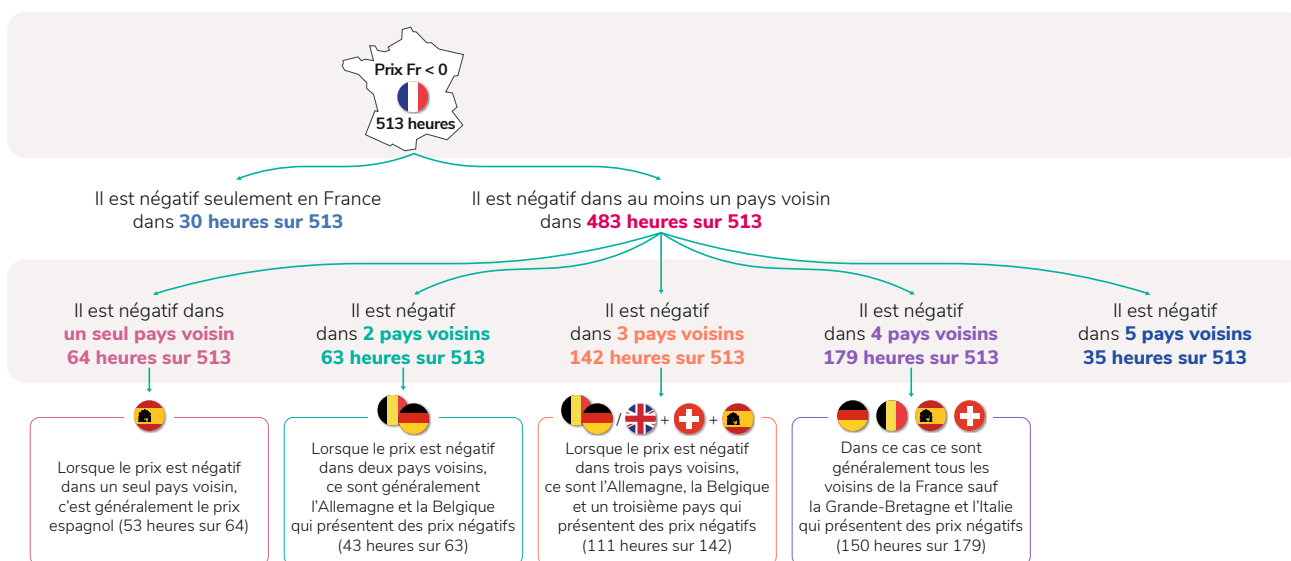
Ces épisodes de prix négatifs surviennent généralement en même temps qu'en France. À titre d'illustration, les situations où le prix français est négatif alors que ceux de tous ses voisins sont positifs ou nuls ne comptent que pour 30 des 513 occurrences de prix négatif en France de l'année 2025.

En général, les fondamentaux technico-économiques qui conduisent à des prix négatifs en France interviennent également dans les pays voisins. Par ailleurs, le couplage des marchés européens fait que les prix ont

tendance à converger entre pays voisins si les capacités d'échange le permettent. Pendant ces épisodes, tout comme lorsque les prix sont positifs, l'électricité est exportée du pays où le prix est le plus bas vers celui où il est plus haut. Cela a pour conséquence de faire baisser le prix d'équilibre dans le pays importateur.

Quand le prix français est négatif, la France est exportatrice nette d'électricité pendant 90 % du temps (460 des 513 heures). Cependant, elle est souvent importatrice sur au moins une de ses frontières (pendant 419 des 460 heures) ce qui signifie que dans ces situations, comme le reste de l'année, elle joue son rôle de « carrefour de l'électricité » dû à sa position géographique (voir chapitre Échanges) en important de l'électricité depuis l'une de ses frontières et en la réexportant vers une autre. Cette situation, combinée à la complexité de déterminer le moyen de production marginal (en France ou à l'étranger) qui fixe le prix, font qu'il est difficile d'identifier de manière univoque l'origine d'un prix négatif dès qu'il y a des échanges aux frontières.

Figure 3.18 - Concomitance des prix négatifs entre la France et ses voisins



Sources des données : EPEX, Nord Pool

Il convient de souligner que, comme c'était le cas en juillet 2025, une faible hausse de la consommation résiduelle peut permettre de réduire significativement le nombre d'occurrences de prix négatif observés. Encore une fois, **la France dispose**

d'une quantité élevée d'énergie produite par des filières bas-carbone et compétitives, qui constitue un atout en vue de l'électrification des usages aujourd'hui alimentés par des énergies fossiles.



FOCUS

Pourquoi des prix négatifs

Les épisodes de prix négatif surviennent en général lors de moments de faible consommation conjugués à une forte production d'énergie renouvelable. Pendant ces périodes, les offres formulées par les producteurs peuvent participer à la formation des prix négatifs. Les producteurs d'énergies renouvelables, selon le type de mécanisme de soutien, peuvent offrir leur production à prix négatif afin d'être sélectionnés. Les groupes pilotables peuvent également formuler des offres à prix négatifs : soit parce qu'ils préfèrent ne pas arrêter leur groupe afin d'économiser les coûts associés à des contraintes techniques, soit parce que la gestion de leur planning opérationnel leur impose de respecter un certain niveau de production minimal.

De plus, certaines offres complexes peuvent également contribuer à la formation de prix négatifs. Par exemple, une offre « bloc » correspond à une offre de vente portant sur plusieurs pas de temps, à un prix donné. Si elle est acceptée, l'acteur est retenu pour produire pendant toute la durée du bloc, ce qui réduit le volume restant à satisfaire par les offres de granularité plus fine¹¹. Dans certaines configurations, ce mécanisme peut faciliter l'apparition d'heures à prix négatif.

Les prix négatifs ne sont pas en soi une anomalie du fonctionnement du marché. En théorie, le prix négatif constitue un signal économique légitime, encourageant les consommateurs à augmenter leur consommation lors des périodes de forte production renouvelable, et les producteurs disposant d'unités pilotables à baisser leur niveau de production. Dans les faits cependant, comme une petite partie seulement de la consommation d'électricité à un moment donné est couverte par des volumes échangés au prix spot (ou dont le prix est indexé sur le prix spot), l'effet incitatif de ce signal sur le niveau de consommation est réduit.

De plus, une large partie de la production renouvelable n'est pas non plus exposée aux prix de marché, disposant de contrats directs d'achat d'énergie par le mécanisme d'obligation d'achat. Le prix négatif n'agit pas alors en tant qu'incitation à la réduction de ces productions. Les installations en complément de rémunération, en revanche, sont incitées à ne pas produire en cas de prix négatifs. En effet, le mécanisme ne prévoit aucune rémunération pour la production lors de ces épisodes, mais elle prévoit une compensation si le nombre d'heures d'arrêt cumulé de l'installation sur l'année dépasse un seuil défini.

11. Il s'agit d'une explication simplifiée à des fins pédagogiques. En pratique, les prix résultent d'un processus d'optimisation conjointe sur l'ensemble des pas de temps de la journée, réalisé par l'algorithme de couplage des marchés.



FOCUS

Dans un système électrique qui voit la part des énergies renouvelables croître, il est attendu que les occurrences de prix négatifs se multiplient, notamment si l'électrification des usages prend du retard et que la consommation électrique tarde à repartir à la hausse. Les moyens qui permettent de traiter ces situations sont bien identifiés :

- la flexibilité du parc de production : la manœuvrabilité du parc nucléaire français constitue notamment une source de flexibilité essentielle ;
- l'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables : le « complément de rémunération » permet de soutenir les filières tout en incitant à la modulation ;
- le développement des flexibilités de consommation et de stockage. De manière générale, le positionnement de certains postes de consommation (recharge du véhicule électrique ou de chauffe-eau) pourrait avoir lieu durant les périodes de la journée les plus susceptibles de conduire à des prix négatifs, sans effet sur le confort de l'utilisateur et à des conditions économiques extrêmement compétitives pour le consommateur.

Il est également utile dans ce cadre de rappeler l'utilité des échanges aux frontières et de l'intégration des marchés européens : le fonctionnement du marché électrique européen permet une sollicitation optimale des moyens de production offerts, dans la limite

des capacités d'échanges entre les différents pays. Les échanges permettent alors de tirer profit de la variabilité des profils de production et de consommation dans les différentes zones de marché en minimisant le coût de production à l'échelle européenne. Ainsi, dans une situation purement théorique dans laquelle les échanges seraient illimités en Europe, le prix serait le même partout (négatif ou pas), et toute la production à l'échelle du continent pourrait être mise en face de toute la consommation de manière optimisée.

Dans cette situation hypothétique, l'apparition de prix négatifs ne serait possible que si la production renouvelable non pilotable de l'Europe entière était supérieure à la consommation de l'Europe entière à un instant donné. Or, la production cumulée éolienne et solaire est loin d'atteindre le niveau de consommation européen au périmètre de l'Union européenne, heure par heure. Pendant les quatre dernières années, alors que les prix négatifs se sont multipliés, le taux de couverture moyen est passé de 21 % à 27 % et le taux maximum de 50 % à 64 %. Il s'agit d'un raisonnement purement théorique qui montre néanmoins l'intérêt, pour la gestion du système électrique et pour la minimisation des coûts de production, de pouvoir « mettre en commun » les productions et consommations de pays différents, grâce à un système électrique interconnecté accompagné d'un marché européen de l'électricité intégré.

Les échanges d'électricité

BILAN ÉLECTRIQUE 2025

La compétitivité de la production française lui a permis d'enregistrer un nouveau record d'exportations en 2025, dans la continuité de l'année précédente

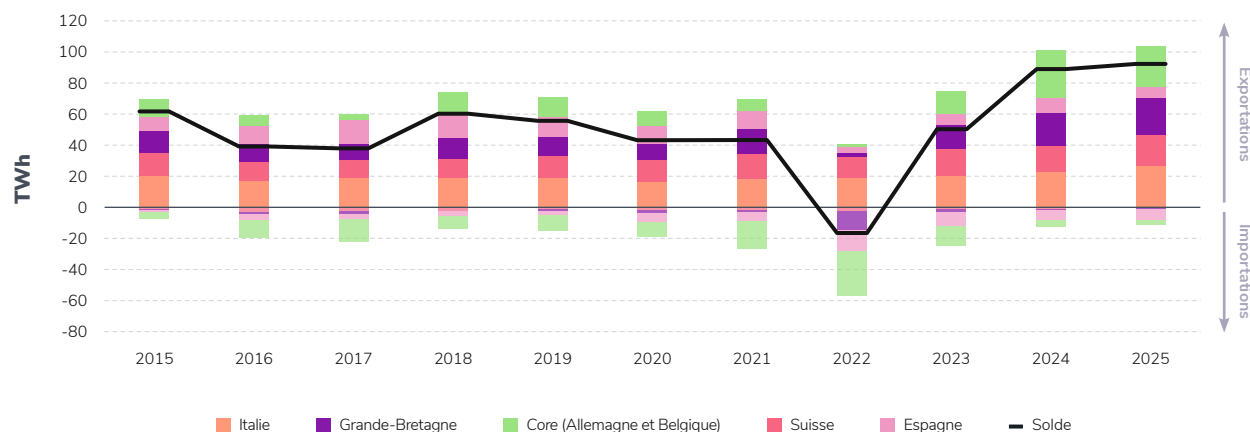
Le solde net de la France en 2025 s'est élevé à 92,3 TWh dans le sens des exportations. Il a été, pour la deuxième année consécutive, le plus élevé depuis le début des échanges entre la France et les autres pays européens, dépassant le solde de 2024 (89,0 TWh), dans un contexte globalement similaire. À titre de comparaison, cela représente un volume similaire à celui de la consommation électrique d'un pays comme la Belgique (environ 80 TWh en 2025).

Le solde des échanges a été très exportateur vers toutes les frontières, à l'exception de l'Espagne

avec laquelle le solde a été plus équilibré. Il s'est élevé à 22,6 TWh avec la Grande-Bretagne, 20,1 TWh avec la Suisse, 26,2 TWh avec l'Italie, 23,1 TWh avec la région Core, c'est-à-dire les frontières avec l'Allemagne et la Belgique, et 0,2 TWh avec l'Espagne.

Ce volume d'exportations reflète des fondamentaux similaires à ceux de 2024. En 2025, la production d'électricité nationale est restée élevée, et constituée essentiellement d'une base de production très compétitive (à faible coût variable) et bas-carbone.

Figure 4.1 - Échanges annuels d'électricité entre la France et ses voisins, entre 2015 et 2025



Le recul de la production hydraulique a été compensé par le retour du nucléaire à des niveaux de production d'avant crise sanitaire, ainsi que par l'augmentation de la production de la filière solaire sous l'effet de la croissance du parc et des conditions d'ensoleillement favorables.

D'autre part, la consommation est restée stable par rapport à 2024, et demeure en retrait par rapport aux niveaux d'avant-crise (voir chapitre Consommation). Enfin, les larges soldes exportateurs de 2024 et 2025 ont également été rendus possibles par le développement des interconnexions et l'intégration croissante des marchés européens de l'électricité.

Ces tendances confirment le diagnostic du récent Bilan prévisionnel 2025 : l'abondance de la production d'électricité bas-carbone française place le pays dans une position très favorable pour se décarboner rapidement et réduire sa dépendance aux énergies fossiles, qui représentent encore près de 60 % de sa consommation d'énergie totale.

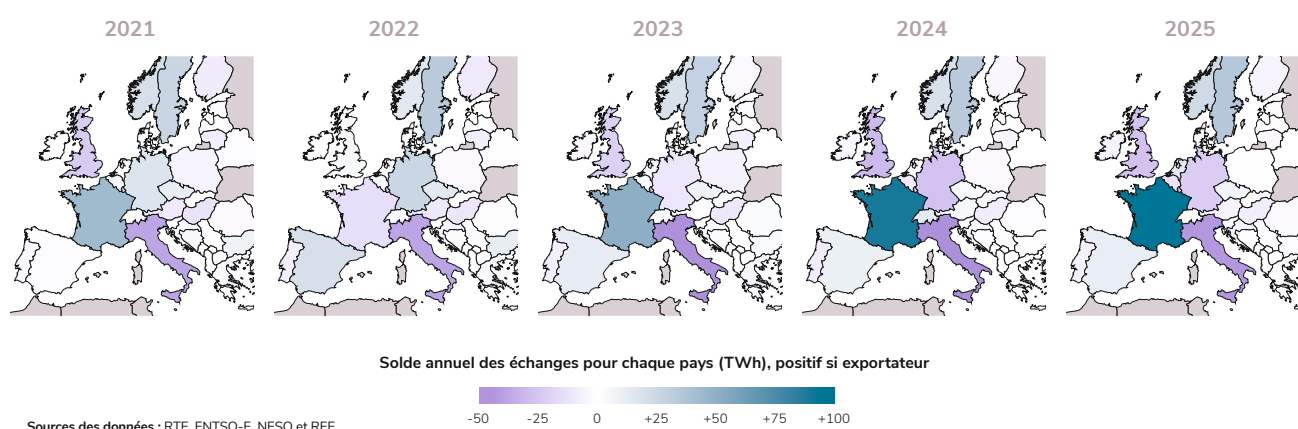
La France est restée le premier exportateur net d'électricité d'Europe en volume, comme presque tous les ans au cours des trois dernières décennies¹ (hors 2016, 2017² et 2022). La France a ainsi exporté l'équivalent de 17 % de sa production en

2025, un niveau proche de celui de 2024 (16,5 %). La France n'est pas le seul pays à exporter une part si élevée de sa production : certains pays du nord de l'Europe comme la Norvège et la Suède affichent également des taux d'exportation élevés – autour de 22 % pour la Suède en 2025 – grâce à leurs importantes capacités de productions renouvelables, principalement hydrauliques et éoliennes. À l'inverse, d'autres pays comme l'Italie, le Portugal ou la Grande-Bretagne³ s'appuient largement sur des importations pour couvrir leur consommation d'électricité, dans des proportions qui vont jusqu'à 15-20 %.

Des proportions comparables d'exportations avaient déjà été atteintes en France entre 1992 et 2002, période durant laquelle leur part oscillait entre 12 % et 15 % de la production nationale, à un moment où le parc nucléaire avait connu un fort développement et où la consommation se trouvait à des niveaux inférieurs à ceux d'aujourd'hui (voir le Focus sur la vision historique des échanges français).

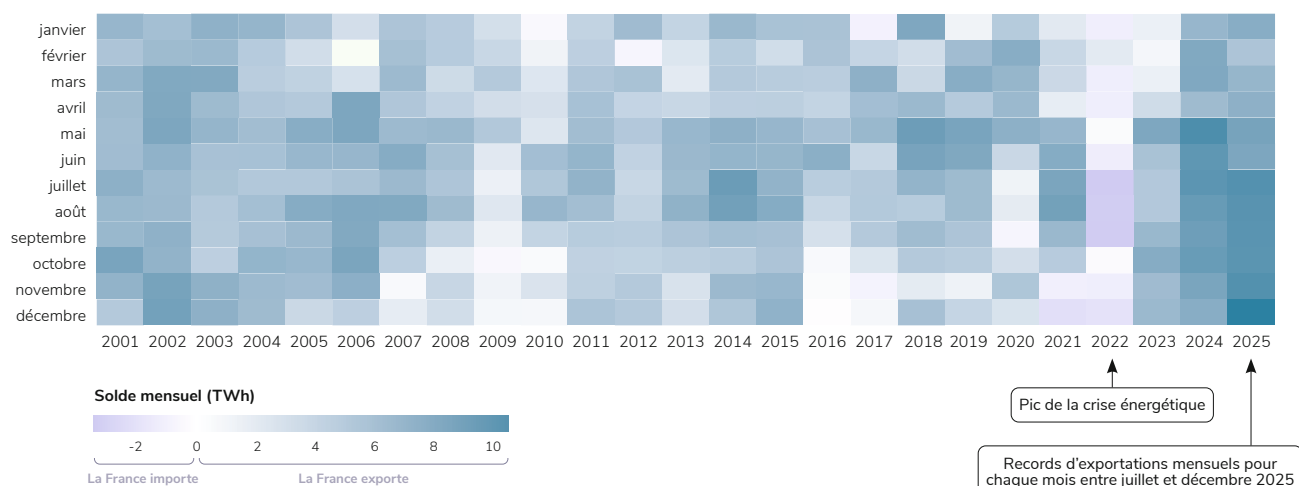
À la maille mensuelle, le solde est resté largement exportateur tous les mois de 2025, prolongeant ainsi la tendance observée depuis mi-2023. Les valeurs ont été légèrement moins élevées au 1^{er} semestre qu'au 2^e, sous l'effet de la consommation et des prix qui étaient plus élevés en début d'année.

Figure 4.2 - Solde annuel des échanges en Europe entre 2021 et 2025



1. Les données Eurostat utilisées pour avoir le solde des pays européens ne remontent que jusqu'à 1990.
2. La France avait été le deuxième exportateur européen ces années-là, derrière l'Allemagne.
3. Pour l'analyse des échanges, on considère la Grande-Bretagne et non pas l'intégralité du Royaume-Uni, car l'Irlande du Nord fait partie de la zone de marché intégrée Irlande/Irlande du Nord (voir Focus dans le détail des échanges avec la Grande-Bretagne).

Figure 4.3 - Solde mensuel des échanges d'électricité de la France depuis 2001



Des niveaux historiquement hauts de solde exportateur ont été observés à partir de juillet jusqu'à la fin de l'année, portés par des échanges particulièrement significatifs avec la Grande-Bretagne, l'Italie, l'Allemagne et la Belgique. En effet, sur cette période, la consommation est restée quasiment identique à celle de l'année précédente (+0,1 TWh par mois en moyenne). En parallèle, la production décarbonée a

progressé dans son ensemble : +1,2 TWh en moyenne par mois pour le nucléaire, +0,8 TWh pour l'éolien, +0,7 TWh pour le solaire. Seule la production hydraulique a reculé, de -1 TWh par mois en moyenne. Le mois de décembre a marqué un nouveau record mensuel d'exportations, atteignant 10,5 TWh. Au cours de ce mois, la production nucléaire a atteint un niveau qui n'avait plus été observé depuis janvier 2019.



FOCUS

Les marchés de l'électricité visent à optimiser la mobilisation des ressources disponibles

Les systèmes électriques des différents pays européens sont aujourd'hui assez largement interconnectés. La plupart des pays d'Europe continentale font partie du « système électrique continental synchrone », qui partage à chaque instant la même fréquence électrique de 50 Hz.

En permettant de tirer parti des complémentarités des mix énergétiques nationaux, l'interconnexion des systèmes électriques est de nature à bénéficier à la collectivité selon

trois axes : le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en électricité et de la sécurité d'exploitation, la réduction des coûts de production à l'échelle du continent par la sollicitation des moyens de production les moins onéreux, et la faculté d'intégrer des volumes plus importants d'énergies décarbonées.

En effet, **les échanges entre pays européens permettent de solliciter à chaque instant les capacités de production les moins coûteuses**



FOCUS

(et donc souvent les moins carbonées) disponibles pour couvrir la consommation d'électricité en Europe, y compris dans des situations de tension.

Cette réalité s'est révélée essentielle lorsque le système électrique français s'est trouvé en situation de tension sur l'approvisionnement à l'automne-hiver 2022/2023. En règle générale, l'intégration du système électrique européen est particulièrement intéressante car elle permet de tirer profit de la variété des profils de consommation dans les différents pays. Notamment, les pointes de consommation ne surviennent pas au même moment de la journée ni à la même saison : elles ont lieu en été dans l'après-midi en Italie, en soirée en hiver en France, dans la matinée en hiver dans les pays scandinaves. Dans une moindre mesure, la mutualisation permet également de profiter des différences dans les profils de production des énergies renouvelables variables.

Depuis quinze ans, le renforcement des interconnexions entre les pays et le développement d'énergies renouvelables variables ont conduit à une augmentation significative des échanges d'électricité entre pays européens, et la France est au cœur de ces échanges. **Située à l'inter-section de plusieurs péninsules électriques (péninsule ibérique, Italie, Grande-Bretagne) et dotée d'importantes capacités de production installées, la France participe pleinement aux échanges européens.** Le mix français, constitué pour l'essentiel de moyens de production décarbonés (nucléaire, hydraulique, autres renouvelables), est dans l'ensemble plus compétitif que celui de la plupart de ses voisins. Ainsi, en règle générale, et en l'absence de tensions sur l'équilibre offre-demande national, le système électrique est largement exportateur à l'échelle annuelle : les offres des capacités de production nucléaires et renouvelables françaises sont en effet sollicitées sur les marchés avant les unités de production thermiques, y compris celles dans les pays voisins (dans la limite de ce qui est permis par les capacités d'interconnexion). Par ailleurs, même hors situation de crise, il est normal que le pays se trouve ponctuellement en position importatrice,

pendant quelques heures ou quelques jours : c'est typiquement le cas lorsqu'il est moins coûteux d'importer que de produire des volumes supplémentaires en France. Cela se produit par exemple en cas de forte production renouvelable dans les pays voisins, notamment l'Espagne ou l'Allemagne (voir plus loin, *Détail par frontière*).

L'interconnexion de la France aux autres pays européens, et sa pleine intégration aux mécanismes de marché qui régissent les échanges, lui permet ainsi :

- d'une part, de trouver des débouchés économiques à sa production bas-carbone et contribuer à la décarbonation du mix européen ;
- d'autre part, d'assurer l'équilibre entre demande et offre d'électricité à un coût bien plus faible que si le pays avait dû compter uniquement sur les moyens de production nationaux à tout instant.

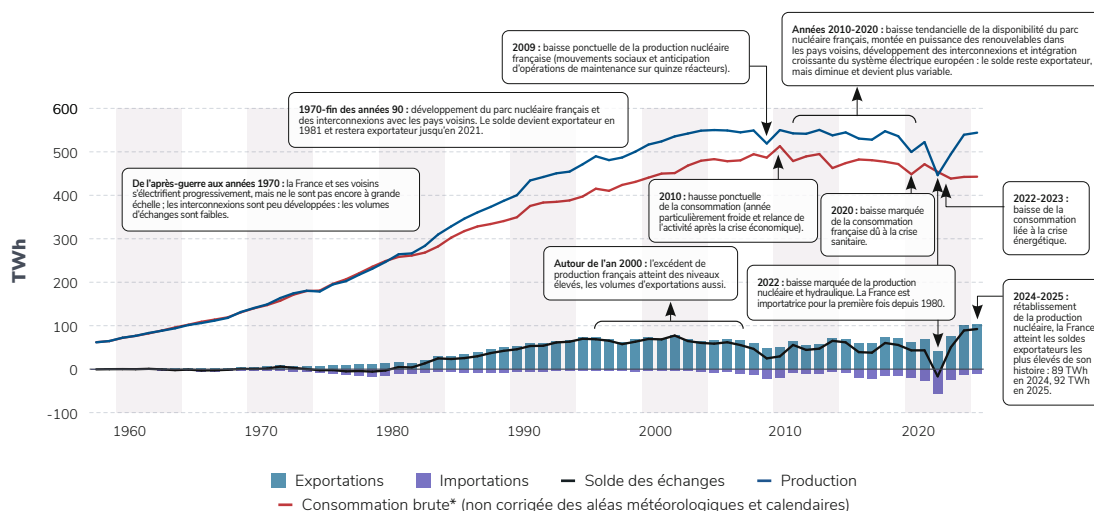
D'ici 2030, RTE terminera les travaux sur les deux projets de liaisons à courant continu en cours de réalisation avec l'Espagne et l'Irlande. En plus de ces projets, des travaux sur le réseau existant aux frontières espagnole, belge et allemande sont prévus et permettront également d'augmenter la capacité d'échanges. D'éventuels projets additionnels ne pourront toutefois être décidés qu'en intégrant la situation physique du réseau français, situé à un carrefour électrique européen. En 2025, une part très faible (2 %) des importations de la France a alimenté la consommation française ; pour le reste, il s'agissait de flux importés depuis une frontière pour être réexportés vers d'autres frontières (voir l'analyse plus loin dans le chapitre). Ces flux ont un impact sur le réseau interne, comme le souligne le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR 2025). Ainsi, le développement de nouvelles interconnexions serait conditionné à l'accélération de renforcements sur le réseau interne français, avec des besoins de financement plus importants par rapport à la trajectoire de référence du SDDR pour la période d'ici 2035.



FOCUS

Une vision historique des échanges d'électricité français

Figure 4.4 - Production, consommation et échanges d'électricité entre 1955 et 2025



* La consommation brute exclut le pompage, qui a représenté entre 6 et 8 TWh par an au cours de la dernière décennie.

Avant 1945, l'électricité occupait une place relativement restreinte dans le système énergétique du pays. Les premières centrales de production d'électricité, construites dès la fin du XIX^e siècle en France, étaient soit hydrauliques, soit au charbon. Au cours de la première moitié du XX^e siècle, l'usage de l'électricité s'est généralisé, notamment pour l'éclairage, mais il n'existait pas encore de réseau de transport unifié, et les installations de production étaient pour la plupart privées, à usage industriel. L'essentiel de la production était issu du charbon et de l'hydraulique.

De l'après-guerre jusqu'à la fin des années 1970, la consommation d'électricité a crû de manière importante (+1 % par an en moyenne), dans un contexte de fort développement économique et d'électrification du pays. La première interconnexion a vu le jour en 1958 entre les réseaux français, suisse et allemand.

À la suite du premier choc pétrolier en 1973, la France développe rapidement un important parc de réacteurs nucléaires afin de réduire sa dépendance aux hydrocarbures. À cette période, 48 réacteurs nucléaires sont mis en service entre 1978 et 1989⁴. Le développement de l'électrification est en parallèle favorisé, notamment en incitant à l'installation de chauffage électrique et de chauffe-eau électriques. Cependant, sous l'effet combiné des politiques d'économies d'énergie, du ralentissement de la croissance économique, et du contre-choc pétrolier de 1986 qui a conduit au maintien durable de prix bas pour les énergies fossiles jusqu'à la fin des années 1990, la consommation d'électricité n'a pas augmenté aussi vite que les projections, menant à un excédent structurel de production d'électricité en France, qui pouvait alors être exporté.

Ainsi, le solde des échanges français est devenu exportateur en 1981 et a dépassé les 60 TWh à partir de 1993, soutenu par

4. Assemblée Nationale – Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Rapport sur l'aval du cycle nucléaire – Les coûts de production de l'électricité, février 1999



FOCUS

l'interconnexion croissante des réseaux électriques et par la compétitivité du parc nucléaire français. Un maximum local a été atteint en 2002 avec 76 TWh de solde à l'exportation. La même année, le dernier réacteur nucléaire de seconde génération a été mis en service.

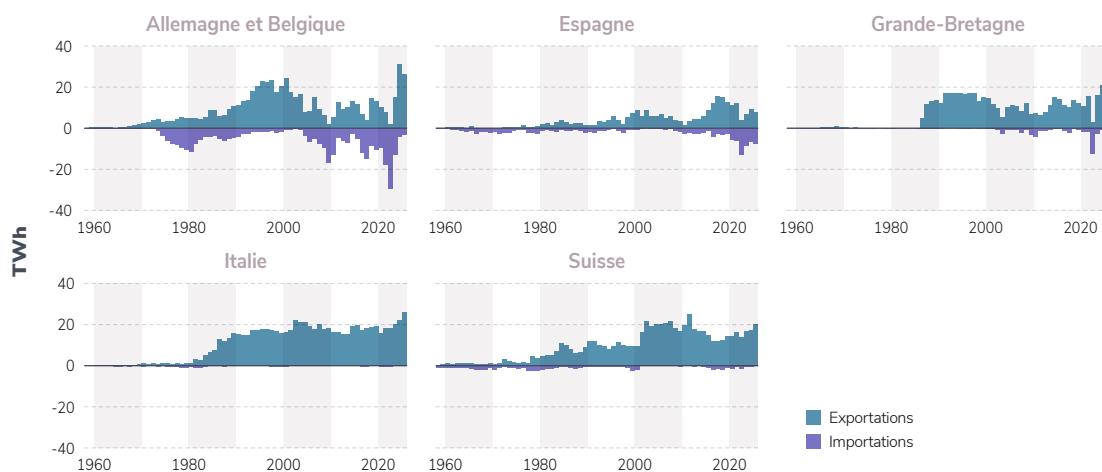
Pendant les années 2000, l'augmentation de la consommation électrique a continué son cours. Dans le même temps, la production s'est stabilisée à partir du milieu de la décennie, en raison notamment de l'absence de nouveaux projets nucléaires mis en service et de l'absence de dynamique marquée de développement du parc renouvelable.

À partir de la fin des années 2000 et au cours des années 2010-2020, la disponibilité du parc nucléaire français a diminué, du fait de l'intensification des opérations de maintenance liée au vieillissement des installations et au lancement du programme du « Grand carénage ». La centrale de Fessenheim a été définitivement arrêtée en 2020. Parallèlement, les énergies renouvelables, notamment éolienne et solaire, se sont développées en France et en Europe. Le solde des échanges français est demeuré exportateur, même si la part de la production destinée à l'exportation n'a plus atteint les niveaux particulièrement élevés observés autour des années 2000.

Après la diminution marquée lors de la crise énergétique en 2022 (où il était devenu importateur), le solde français a battu son record d'exportations de 2002 (76 TWh) deux années d'affilée en 2024 et 2025, avec respectivement 89 TWh puis 92 TWh, porté par la forte production décarbonée (avec notamment le redressement de la disponibilité nucléaire) et par une consommation en retrait vis-à-vis du niveau des années 2010.

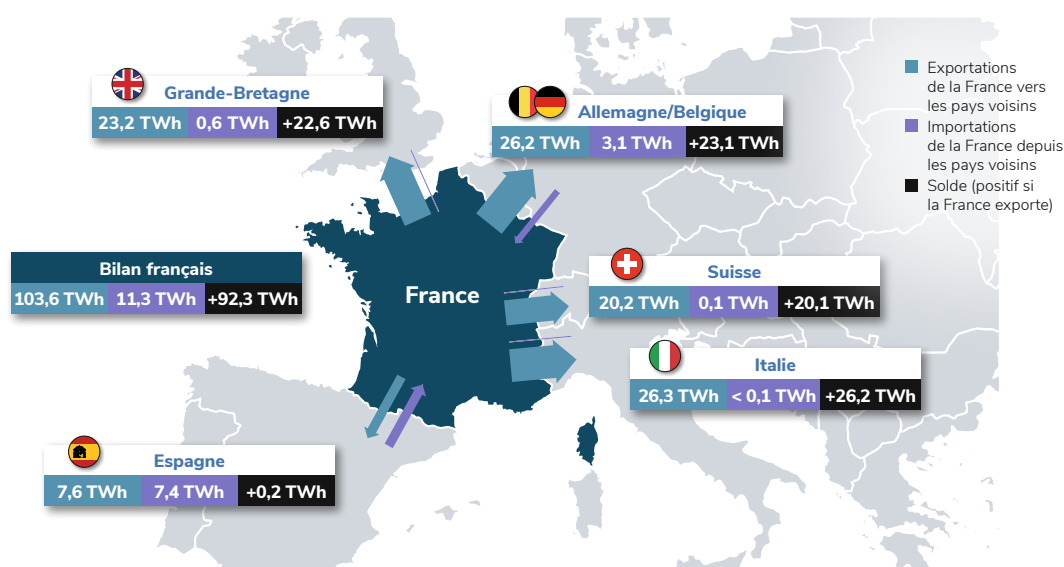
Le système électrique français connaît ainsi aujourd'hui une situation d'abondance d'électricité à l'échelle nationale qui n'est pas inédite. En effet, dans l'industrie électrique, des cycles s'observent régulièrement du fait du contraste temporel entre, d'une part, l'inertie associée au développement des infrastructures de production et de réseau, qui s'étale sur plusieurs années voire plusieurs décennies, et d'autre part, la survenance de crises énergétiques et économiques ou d'inflexions fortes sur la consommation, qui peuvent relever de temps beaucoup plus courts. Il peut en résulter des périodes, comme celle d'aujourd'hui, dans lesquelles la dynamique de croissance de la production se trouve transitoirement désynchronisée par rapport à celle de la consommation.

Figure 4.5 - Volumes échangés* par frontière, depuis 1958



Les échanges commerciaux avec les pays voisins : des évolutions contrastées selon les frontières

Figure 4.6 - Échanges commerciaux d'électricité entre la France et les pays voisins en 2025



Bien que le solde net des échanges électricité observé en 2025 soit proche de celui de l'année précédente, les tendances sont légèrement différentes selon les frontières.

En effet, le solde a augmenté vis-à-vis de la Grande-Bretagne (22,6 TWh, soit +2,5 TWh par rapport à 2024), et l'Italie (26,2 TWh, soit +3,9 TWh par rapport à 2024), principalement grâce à de meilleures disponibilités des capacités d'échange avec ces deux régions. Le solde a également crû vis-à-vis de la Suisse (20,1 TWh, soit +3,5 TWh), où une centrale

nucléaire a été mise à l'arrêt pour raisons techniques depuis mai 2025⁵. Il a néanmoins diminué avec l'Espagne (0,2 TWh, soit -2,6 TWh) notamment en répercussion des importations significatives depuis cette région en début d'année, lorsque la consommation française était la plus élevée, et avec la région Core, c'est-à-dire les frontières avec l'Allemagne et la Belgique (23,1 TWh, soit -4,1 TWh), notamment du fait de travaux de maintenance des lignes d'interconnexions sur ces frontières au printemps et à l'été 2025.

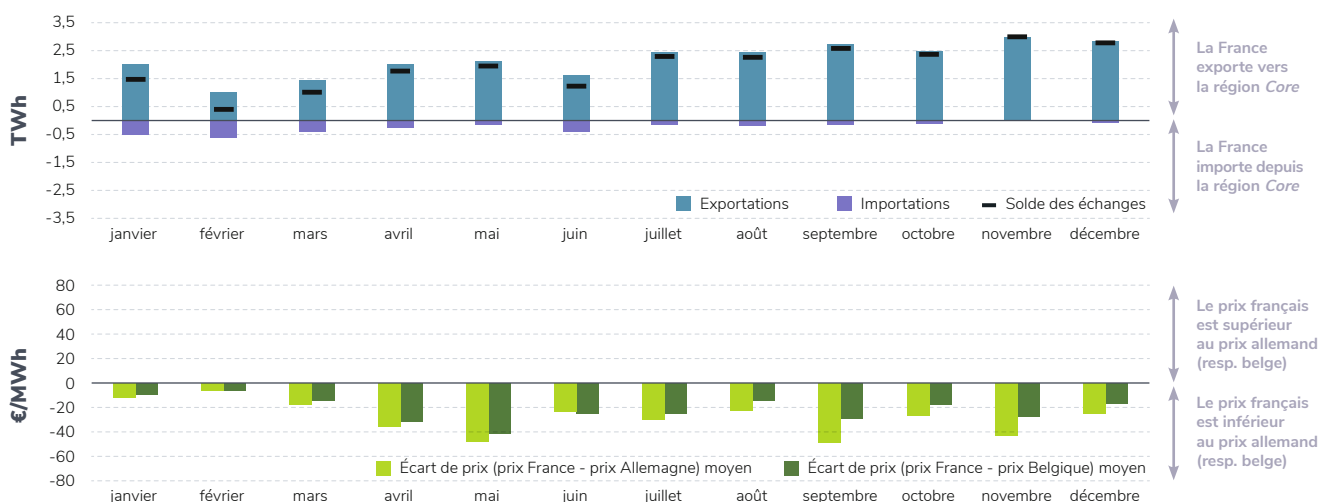
5. Il est utile de noter qu'une partie importante des exportations vers la Suisse sont réexportées vers l'Italie, cf. partie « Traçage des flux ».

La France a exporté un volume élevé vers la région Core, mais inférieur à celui de 2024

Le solde des échanges entre la France et ses voisins qui font partie de la région Core, c'est-à-dire l'Allemagne et la Belgique, s'est établi à 23,1 TWh à l'export. Il s'agit du deuxième solde exportateur le plus haut jamais enregistré sur cette frontière, derrière 2024 (27,2 TWh) et devant 2001 (17,1 TWh). Le solde s'est établi à un niveau inférieur (de 4,1 TWh) à celui de l'année précédente sous l'effet de la diminution du volume exporté de la France vers l'Allemagne et la Belgique (passé de 31,3 TWh en 2024 à 26,2 TWh en 2025) qui n'a pas été compensée par la baisse du volume importé (passé de 4,1 à 3,1 TWh). La diminution des volumes échangés s'explique principalement par d'importantes maintenances des interconnexions franco-belges courant 2025. Le solde a été exceptionnellement exportateur en fin d'année (alors que la France était généralement importatrice depuis Core au cours de cette période) sous l'effet d'une production renouvelable particulièrement faible en Allemagne et d'une production décarbonée élevée en France.

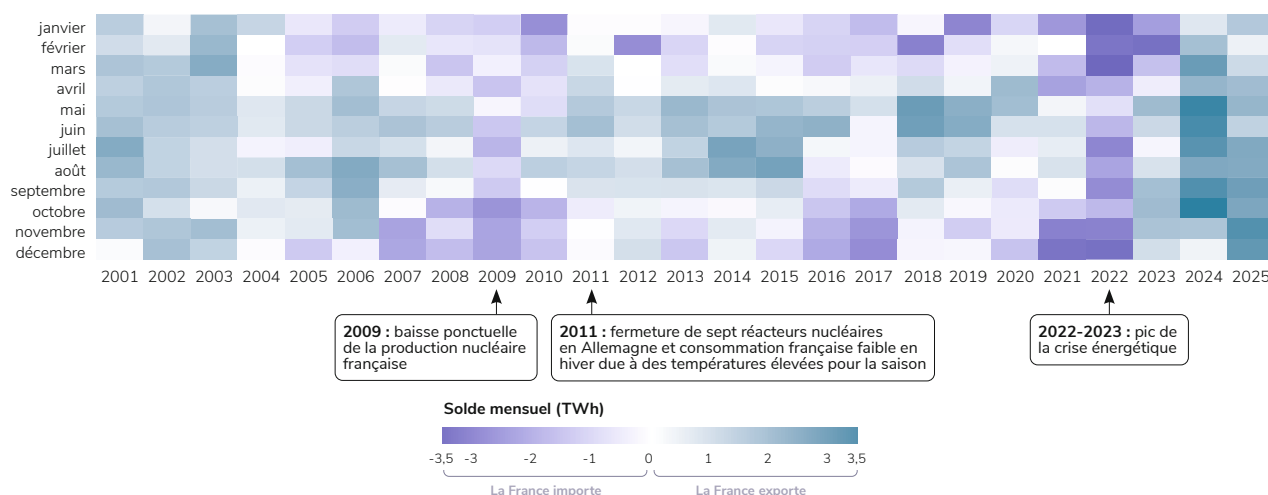
Les volumes totaux échangés avec la région Core (importations plus exportations en valeur absolue) sont les plus élevés ; en effet, les capacités d'échange sont également plus élevées que celles avec les autres frontières⁶. Les échanges avec cette région sont historiquement très variables selon les périodes ou les années : c'est l'effet de l'intégration des marchés mais également de l'évolution importante du mix de production dans la région au fil du temps, qui comporte une part de plus en plus élevée de production décarbonée, notamment éolienne et solaire. **À fin 2025, plus de 115 GW de production solaire étaient installées au total en Allemagne et en Belgique. L'effet de la production solaire est particulièrement visible : la France était importatrice depuis la région Core en milieu de journée (12 h-14 h) pendant près de 40 % des journées de 2025, alors que ce chiffre descend en moyenne à 7 % de 17 h à 8 h.**

Figure 4.7 - Volumes mensuels des échanges commerciaux entre la France et les pays membres de la région Core (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et de ces pays (en bas) en 2025



6. La frontière avec la région Core est, de plus, la seule frontière française sur laquelle la détermination des capacités d'échange se fonde sur une approche dite flow-based, qui permet de mieux optimiser l'utilisation des capacités d'échange.

Figure 4.8 - Soldes mensuels des échanges commerciaux entre la France et la région Core depuis 2001



Avant 2022, la France exportait vers la région Core pendant l'été, lorsque la consommation française est plus faible, et importait de la région Core pendant l'hiver. La dynamique a changé depuis 2023 : le solde des échanges de la France vers la région Core a été exportateur net tous les mois depuis mai 2023. Le solde annuel des échanges entre l'Allemagne et ses voisins est devenu importateur depuis 2023 (28 TWh dans le sens des importations en 2024, 22 TWh en 2025), avec la sortie du nucléaire complétée début 2023 et la fermeture

progressive des centrales à charbon (dont l'arrêt complet est prévu au plus tard en 2038). Une tendance similaire se produit en Belgique, dans un contexte similaire d'arrêt de centrales nucléaires⁷. Les exportations françaises vers l'Allemagne et la Belgique contribuent également à alimenter la consommation au-delà de ces deux pays, à hauteur de 30 % des 26 TWh exportés, notamment vers les autres pays d'Europe centrale (voir plus loin dans le chapitre l'analyse sur les flux exportés au-delà des pays limitrophes).

7. Sur les sept réacteurs nucléaires belges, deux ont été arrêtés en 2022-2023, et trois ont été arrêtés en 2025. Il est cependant à noter qu'en mars 2025 le parlement belge a abrogé la loi de 2003 sur la sortie du nucléaire, supprimant ainsi toute référence à une sortie de l'atome en 2025, ainsi que l'interdiction qui était faite à la Belgique de construire de nouvelles capacités de production nucléaire.

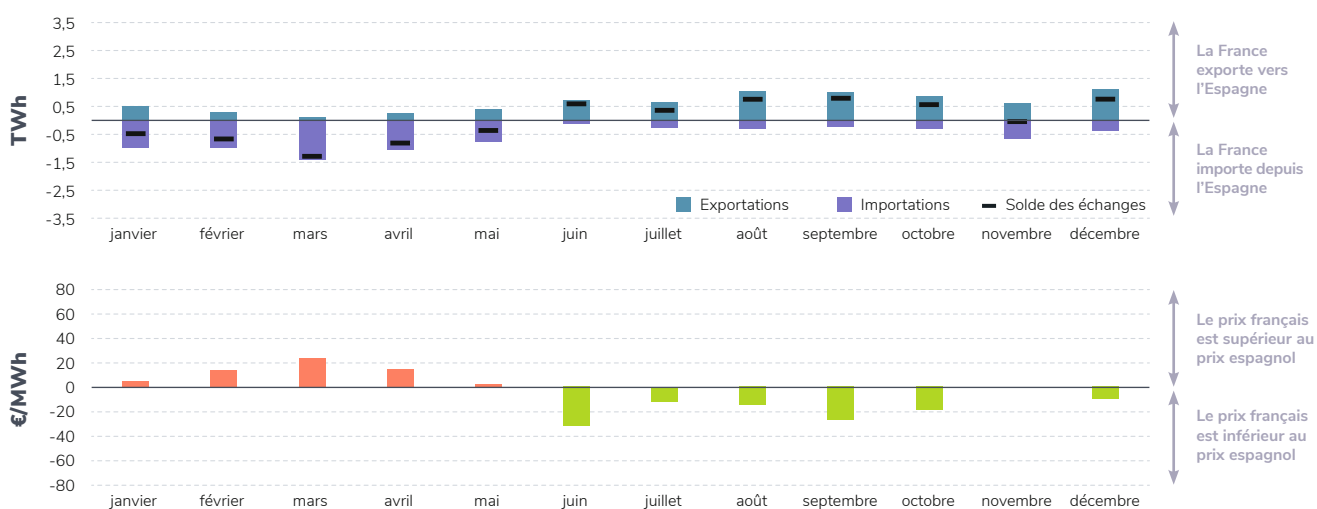
Les échanges avec l'Espagne sont restés équilibrés

Le solde net des échanges de la France avec l'Espagne a été proche de l'équilibre en 2025, s'élevant à 0,2 TWh (7,6 TWh d'exportations et 7,4 TWh d'importations).

Jusqu'en 2022, la France était généralement exportatrice vers l'Espagne ; après la crise énergétique en 2022, où la France a été exceptionnellement nettement importatrice de cette frontière, le solde des échanges est devenu plus équilibré, étant légèrement importateur en 2023 et légèrement exportateur en 2024 et 2025. **C'est l'effet de la compétitivité accrue du mix de production espagnol, dont la part décarbonée (nucléaire et renouvelable) est passée de 66 % en moyenne sur la période 2015-2019, à 78 % en moyenne sur 2023-2025.** C'est en particulier la production éolienne espagnole qui influence le sens des échanges⁸. Il est également à noter que la majorité des exportations françaises vers l'Espagne est en même temps réexportée par l'Espagne vers le Portugal et le Maroc (voir l'analyse plus loin).

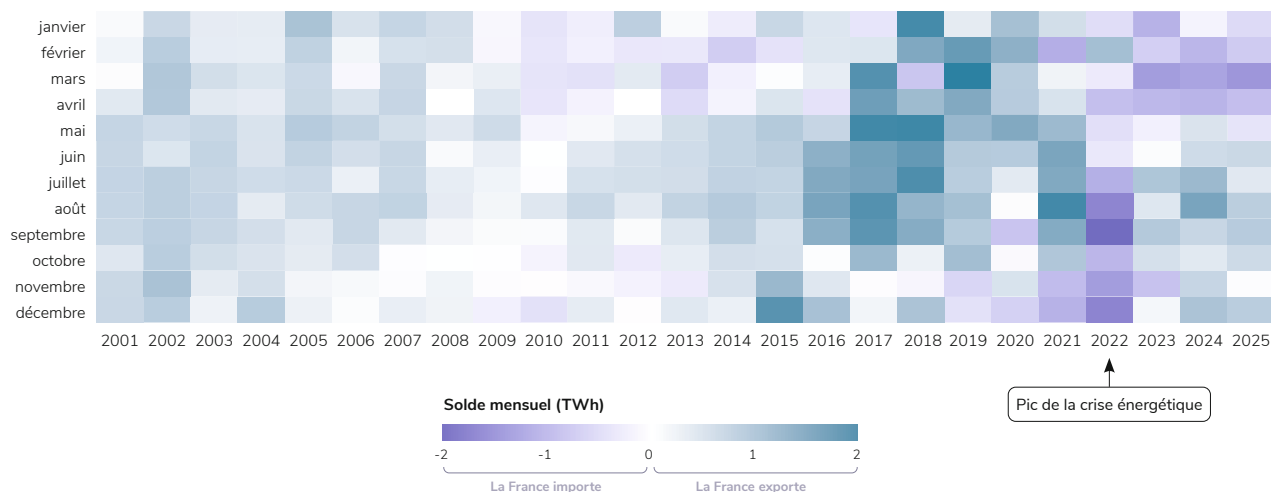
Le prix moyen espagnol s'est établi à 66 €/MWh en 2025, contre 61 €/MWh en France. Il s'agit du prix le moins élevé parmi les pays voisins de la France. L'Espagne a ainsi été le seul pays où le prix spot moyen mensuel a été inférieur au prix français ; c'était le cas pour les mois de janvier à mai, puis en novembre. Ainsi, les échanges ont été principalement orientés dans le sens Espagne – France entre janvier et mai. À partir du mois de juin, le sens des échanges s'est inversé, sous l'effet de la baisse de la consommation en France à la fin de la période de chauffage, de l'augmentation de la consommation ibérique liée à l'augmentation de la climatisation (+18 % en juillet par rapport au mois de mai), ainsi que d'une disponibilité nucléaire française qui restait relativement élevée pour la saison. Le solde est devenu légèrement importateur en novembre, avant de redevenir majoritairement exportateur en décembre.

Figure 4.9 - Volumes mensuels des échanges commerciaux entre la France et l'Espagne (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et espagnol (en bas) en 2025



8. Voir l'analyse détaillée : RTE, Bilan électrique 2024 – Chapitre Échanges – détail par frontière, février 2024

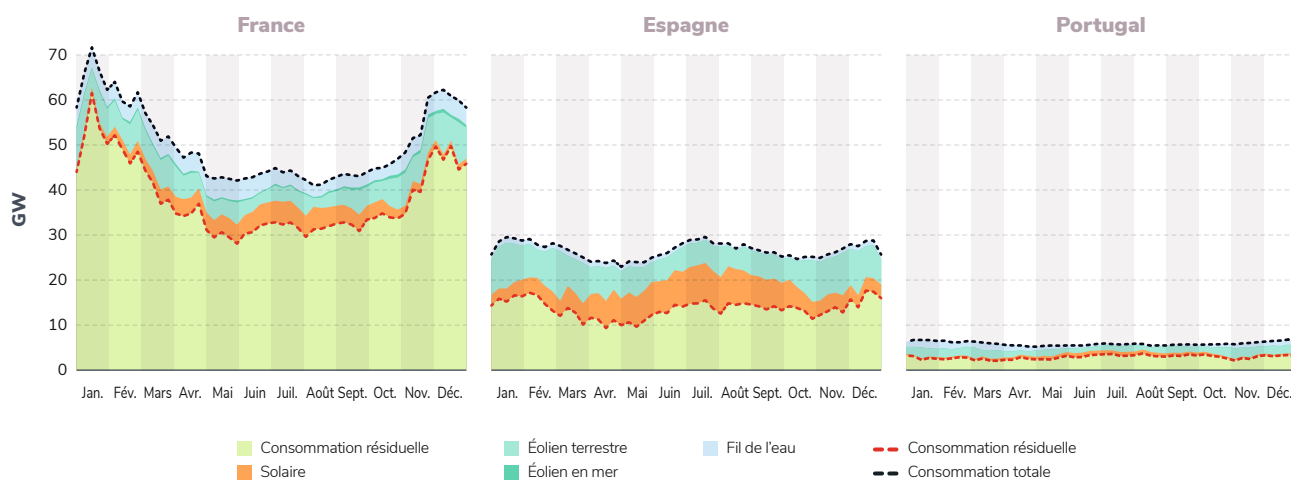
Figure 4.10 - Soldes mensuels des échanges commerciaux entre la France et l'Espagne depuis 2001



Il est intéressant de comparer les dynamiques d'échanges au profil de consommation de la France et de l'Espagne, voire du Portugal. En effet, la consommation dans la péninsule ibérique a un profil plus « plat » au cours de l'année que la consommation française, bien qu'elle soit légèrement plus élevée

en hiver et au début de l'été : la thermosensibilité de la consommation y est plus faible qu'en France (cf. chapitre Europe). La France se retrouve ainsi fréquemment dans des situations d'importations depuis la frontière espagnole en hiver, et d'exportation vers la frontière espagnole en été.

Figure 4.11 - Consommation résiduelle hebdomadaire dans la péninsule ibérique et en France au cours de l'année (moyennes sur la période 2023-2025)



La Suisse a importé depuis la France tout au long de l'année

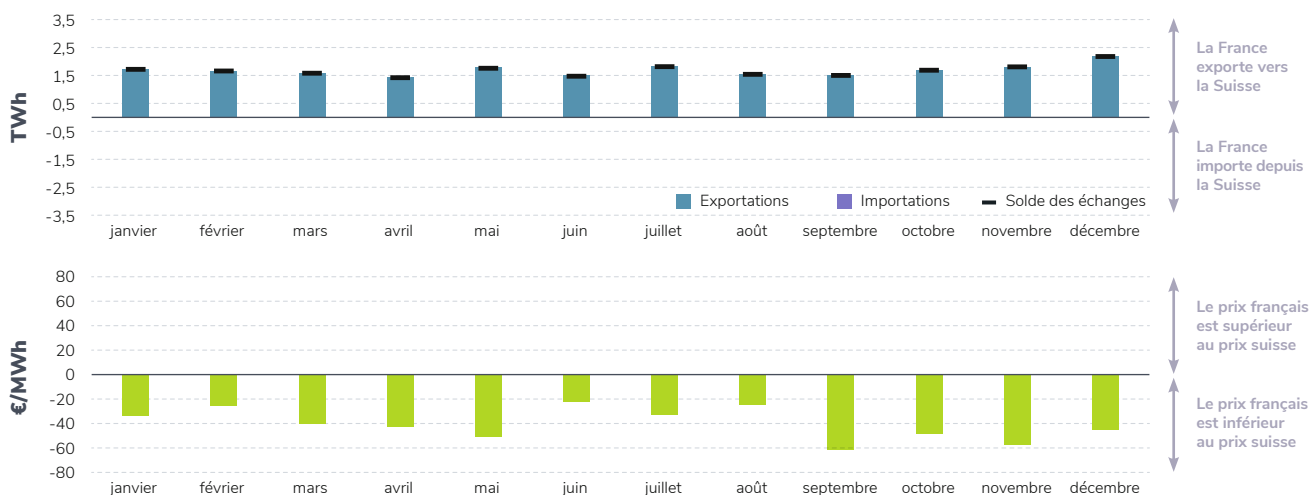
Le solde des échanges français a été nettement exportateur vers la Suisse atteignant 20,1 TWh, soit la valeur la plus élevée depuis 2011 où le solde s'élevait à 25,2 TWh. Ce record de 2011 n'a toutefois pas été dépassé, en raison de capacités d'échanges plus faibles, principalement liées à des contraintes sur le réseau suisse.

Le prix spot moyen en Suisse a augmenté de 30 % en 2025 par rapport à 2024. Seul le prix italien a été plus élevé parmi les voisins de la France. Cette augmentation est notamment liée à la mise en pause prolongée de la centrale nucléaire de Gösgen depuis mai 2025⁹, qui couvrait en moyenne 13 % du besoin en électricité de la Suisse. L'écart avec le prix français

(qui dépasse les 40 €/MWh) est le plus élevé depuis la création du marché de l'électricité suisse.

Le solde des échanges français vis-à-vis de la Suisse est généralement exportateur, même si à partir du milieu des années 2010 le développement de la production solaire a conduit la France à importer plus souvent pendant le printemps et l'été. En 2025, les échanges sont restés largement orientés à l'exportation au cours de tous les mois de l'année. Par ailleurs, la Suisse joue un rôle de « pays de transit » au vu de sa position centrale en Europe : environ 80 % des flux exportés vers la Suisse se dirigent ainsi vers les autres pays voisins, notamment l'Italie (voir l'analyse dans la partie « traçage des flux »).

Figure 4.12 - Volumes mensuels des échanges commerciaux entre la France et la Suisse (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et suisse (en bas) en 2025



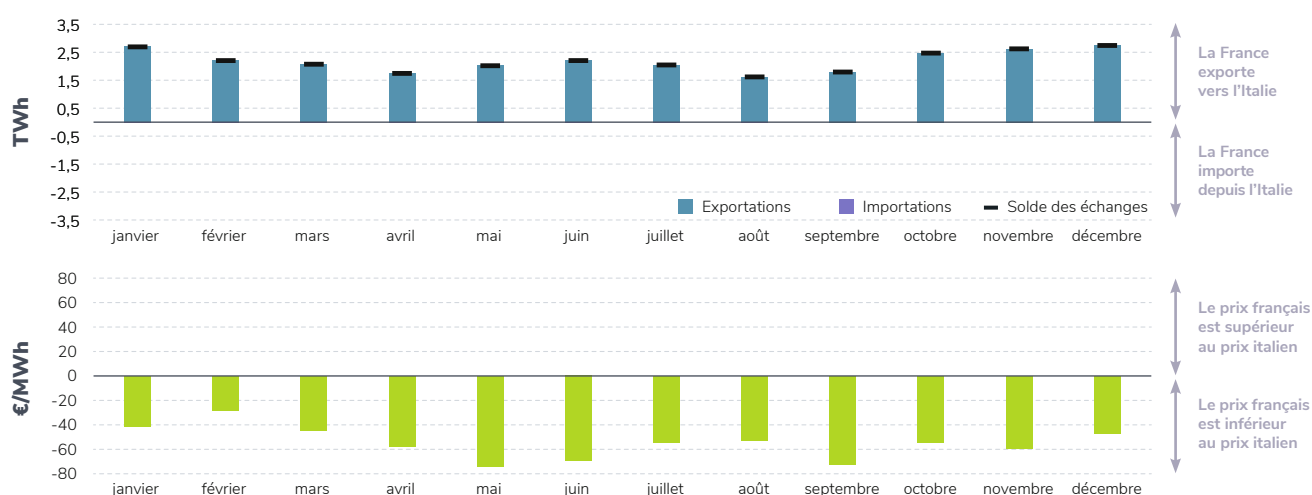
9. L'arrêt, prévu jusqu'à fin février 2026, est dû à la découverte d'une faiblesse potentielle dans le dimensionnement du système d'alimentation en eau.

Les exportations vers l'Italie ont atteint un nouveau maximum

Les échanges entre la France et l'Italie sont historiquement orientés dans le sens des exportations vers l'Italie : la France a été exportatrice nette vers l'Italie chaque année depuis 1979. En effet, la production d'électricité italienne, encore très dépendante du gaz, est structurellement moins compétitive que la production française ou suisse. Ainsi, depuis le début des années 1980, les importations d'électricité représentent chaque année entre 10 et 15 % de la consommation domestique d'électricité italienne¹⁰. En 2025, la dynamique a été conforme à l'historique : la France a été massivement exportatrice vers l'Italie ; **le solde net annuel sur cette**

frontière s'est élevé à 26,2 TWh, soit le maximum jamais enregistré, avant 2024 (22,3 TWh) et 2002 (22,1 TWh). Les volumes sont en hausse, notamment sous l'effet de l'abondance de production décarbonée en France, de la mise en service d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW entre la France et l'Italie en 2023 et du fait qu'il y ait eu moins d'interventions de maintenance des interconnexions franco-italiennes en 2025 par rapport à 2024. En outre, le prix moyen italien s'est établi à 116 €/MWh, soit quasiment le double du prix français (61 €/MWh). Il s'agit de l'écart de prix Italie/France le plus élevé depuis l'ouverture des marchés.

Figure 4.13 - Volumes mensuels des échanges commerciaux entre la France et l'Italie (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et italien (en bas) en 2025



10. Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, 2023. Depuis la mise en service de la nouvelle interconnexion Savoie-Piémont en 2023, cette part s'est élevée à 17 %-19 %.

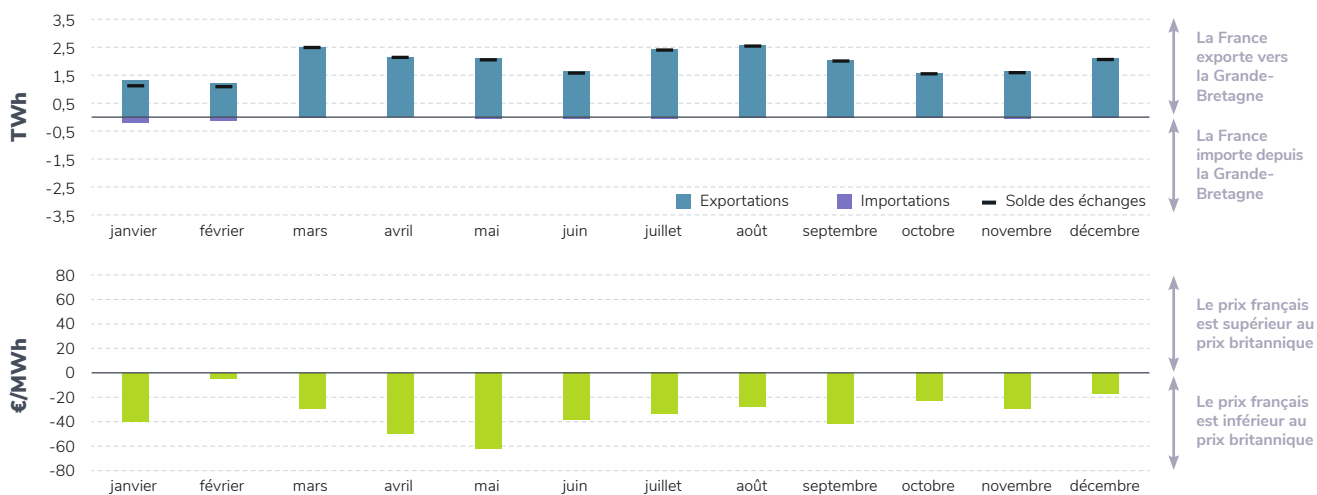
Les exportations vers la Grande-Bretagne ont atteint leur plus haut niveau

En 2025, le solde exportateur avec la Grande-Bretagne s'est établi à 22,6 TWh ; 23,2 TWh ont été exportés, 0,6 TWh ont été importés, principalement en janvier et en février. Cela constitue pour la France le solde exportateur net le plus important jamais enregistré sur cette frontière, dépassant le précédent record de 2024 (20,1 TWh), notamment grâce à une meilleure disponibilité des interconnexions. Ces records consécutifs doivent beaucoup à l'augmentation des capacités d'échange en 2021 (IFA 2) et 2022 (ElecLink).

Depuis la mise en service, en 1986, d'IFA 2000, interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France, la

Grande-Bretagne importe des volumes élevés depuis la France au cours d'une grande partie de l'année, malgré le fait que le mix de production d'électricité britannique comporte une part rapidement croissante d'énergie décarbonée (essentiellement éolienne, mais aussi nucléaire, et, dans une moindre mesure, solaire, hydraulique et à partir de biomasse). En hiver, pendant les périodes de forte production éolienne en Grande-Bretagne, ou bien lors des moments de forte consommation en France, il est cependant fréquent que les échanges s'inversent et que la France importe depuis la Grande-Bretagne.

Figure 4.14 - Volumes mensuels des échanges commerciaux entre la France et la Grande-Bretagne (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et britannique (en bas) en 2025





FOCUS

Pour mieux comprendre : pourquoi parle-t-on du système électrique « britannique » ?

On parle d'échanges avec la Grande-Bretagne, et non avec le Royaume-Uni, car les systèmes électriques de l'île de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord ne sont pas synchrones, ne sont pas gérés par le même gestionnaire de réseau de transport (NESO – National Energy System Operator – pour la Grande-Bretagne et SONI pour l'Irlande du Nord), et n'appartiennent pas à la même zone de marché. Le système électrique nord-irlandais est intégré avec celui de la République d'Irlande ; les deux gestionnaires de réseau de transport irlandais (EirGrid pour la République d'Irlande et SONI pour l'Irlande du Nord) opèrent conjointement depuis 2007 une

unique zone de marché pour toute l'île d'Irlande, le Single Electricity Market. Le réseau irlandais est interconnecté avec le réseau britannique par trois liaisons à courant continu d'une capacité de 500 MW chacune : le East-West Interconnector, entre la République d'Irlande et le Pays de Galles, le Moyle Interconnector, entre l'Irlande du Nord et l'Écosse, et Greenlink, entre la République d'Irlande et le Pays de Galles, entré en service début 2025. Une quatrième liaison HVDC est prévue, cette fois entre la République d'Irlande et la France : il s'agit du Celtic Interconnector, d'une capacité de 700 MW et dont la mise en service est prévue en 2028.

Les profils journaliers des échanges par frontière sont rythmés par les niveaux de consommation et de production bas-carbone de la France et des pays voisins

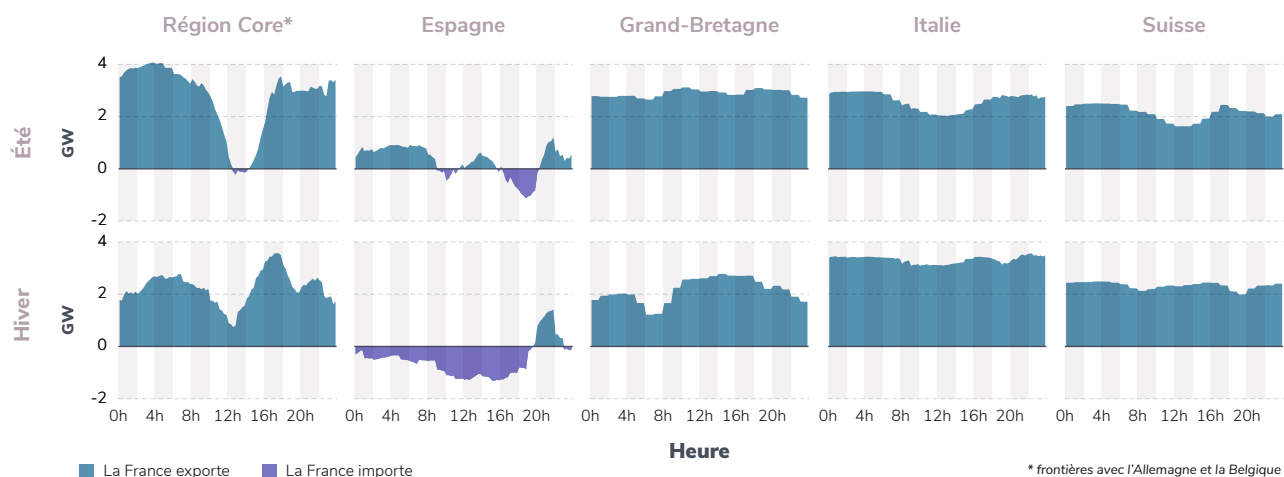
Même si la France est généralement très exportatrice du point de vue du solde mensuel ou annuel, les échanges d'électricité entre la France et ses pays voisins évoluent sensiblement au fil des heures et des jours en fonction, d'une part, des caractéristiques des différents mix de production et d'autre part, de la structure de la consommation journalière de chaque pays. Il en résulte des profils horaires d'échanges distincts selon les saisons et les frontières.

Par exemple, les échanges de la France avec l'Italie et la Suisse s'établissent généralement à des niveaux largement exportateurs tout au long de la journée. On remarque néanmoins, lors des journées estivales, une diminution notable des exportations françaises en début d'après-midi, reflétant la montée en puissance de la production solaire dans les pays voisins, qui rend leur production plus compétitive sur ces créneaux et réduit leurs besoins d'importation. Ce phénomène est encore plus visible concernant les échanges avec la Belgique et l'Allemagne, où sont installés plus de 115 GW de production solaire

au total : en excluant la fin de matinée et le début d'après-midi, les échanges s'élèvent en moyenne à plus de 2 GW d'exportations, mais ils diminuent nettement à partir de 10 h, allant même, en période estivale, jusqu'à s'inverser pour devenir importateurs du point de vue de la France.

Contrairement à ce qui pourrait sembler intuitif, on observe un phénomène inverse en été à la frontière ibérique. En effet, entre 12h et 16h, bien que la production solaire espagnole soit élevée, l'Espagne importe régulièrement depuis la France, où la production solaire est également élevée. Ces importations, à un moment où la consommation espagnole est élevée du fait de l'usage de la climatisation, sont généralement réexportées vers le Portugal et dans une moindre mesure vers le Maroc. Les échanges redeviennent ensuite importateurs depuis l'Espagne en fin d'après-midi, lorsque la consommation française augmente, puis de nouveau exportateurs après 20 h lors de la pointe de consommation en soirée en Espagne.

Figure 4.15 - Profil journalier du solde d'échange d'électricité entre la France et ses voisins, en 2025



En Allemagne, la pointe de consommation en soirée précède d'environ une heure celle de la France. Cette différence de rythme se reflète sur les échanges avec la région Core : en hiver, les exportations françaises atteignent leur maximum entre 16 h et 18 h, puis diminuent progressivement pour enregistrer un creux autour de 19 h à 20 h, correspondant au moment où la demande française atteint son maximum. Cette diminution des exportations au moment des pointes de consommation française de 19 h en hiver est par ailleurs généralisée et visible également dans les dynamiques d'échange avec les autres pays.

Cela illustre l'intérêt des échanges pour tirer profit des différences dans les profils de consommation et de production des énergies renouvelables, même s'il existe tout de même une certaine corrélation dans les profils de production renouvelable de la France et de ceux des pays voisins qui peut limiter les débouchés sur le marché européen (et donc les possibilités d'exportation des surplus de production) et conduire à de la modulation de production à la baisse.

Les exportations françaises transitent vers l'ensemble de l'Europe, au-delà des seuls pays limitrophes

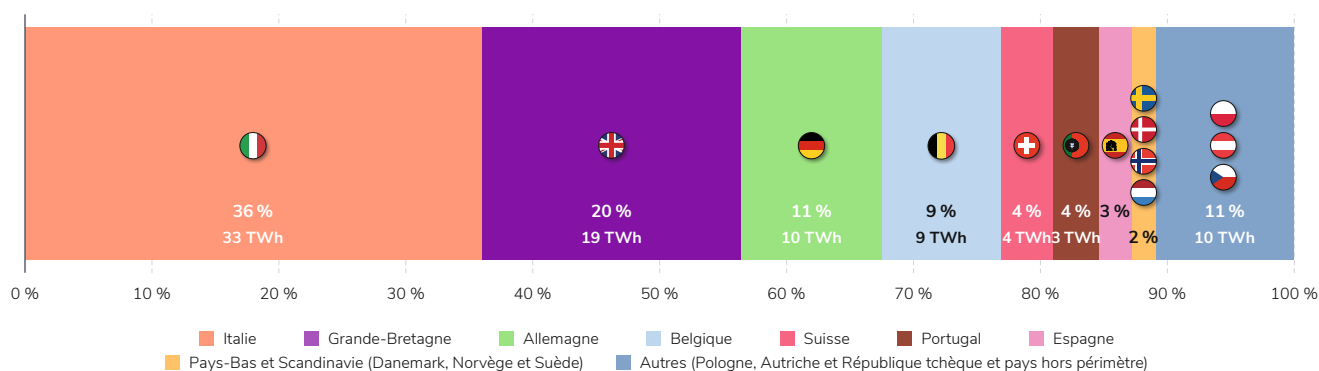
Du fait du maillage important du réseau européen, les échanges d'électricité de la France avec ses voisins immédiats, tels que présentés dans l'analyse par frontière, peuvent également avoir pour origine ou pour destination des pays avec lesquels elle n'est pas directement interconnectée. Schématiquement, si, sur un intervalle de temps donné, la France exporte de l'électricité vers l'Espagne mais que l'Espagne en exporte vers le Portugal en même temps, alors il peut être légitime de considérer que, sur l'intervalle de temps en question, une partie de l'électricité exportée par la France vers l'Espagne est à destination du Portugal. De même, si la France exporte de l'électricité vers l'Italie mais en importe en même temps depuis l'Allemagne, il peut être légitime de considérer une partie de ces exportations comme provenant d'Allemagne et non de la production française. Les résultats de l'analyse des échanges avec cette approche, dite par « traçage des flux », prenant en compte un périmètre européen élargi à 15 pays¹¹, sont présentés ici. Il ne s'agit pas de données mesurées mais bien des résultats d'une modélisation¹², qui peuvent

cependant fournir des compléments d'information utiles pour la compréhension du fonctionnement du système électrique européen.

Cette analyse fait apparaître en premier lieu qu'une grande partie des importations de la France « traversent » le pays, et n'alimentent pas la consommation française. En effet, **la France a été exportatrice nette près de 99 % du temps en 2025**. En pratique, tout en étant en position exportatrice durant une période donnée, la France peut simultanément se trouver en train d'importer depuis un autre pays. Une situation dans laquelle les exportations sont supérieures aux importations (position exportatrice nette) traduit le fait que ces importations ne correspondent pas, durant cette période, à un besoin de la France, mais à des échanges d'électricité qui transitent par son réseau. **Le volume d'importations qui alimentent la consommation française, au sens de cette approche, est donc extrêmement faible : moins de 0,2 TWh au cours de l'année.**

Figure 4.16 - Exportations de la France au périmètre élargi en 2025*

Volume total d'exportations : 92,5 TWh



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

Données : RTE, ENTSO-E, NESO.

11. Les 15 pays sont : la France, l'Espagne, le Portugal, l'Italie, la Suisse, l'Autriche, l'Allemagne, la République tchèque, la Pologne, la Belgique, les Pays-Bas, la Suède, la Norvège, le Danemark et la Grande-Bretagne. L'Irlande a été exclue pour cause de qualité insuffisante des données disponibles. Un ensemble plus large de pays, s'étendant jusqu'à la Grèce et la Finlande, a également été étudié : la prise en compte de pays plus lointains que les 15 pays retenus, et dont les systèmes électriques sont relativement petits par rapport à celui de la France, ne modifie pas substantiellement les résultats présentés ici.

12. Les fondements de l'approche utilisée dans cette partie sont exposés en détail dans : J. Bialek, *Tracing the flow of electricity*, 1996.

En analysant les échanges par frontière, on constate que les exportations vers la Suisse selon l'analyse par « traçage des flux » sont beaucoup plus faibles que celles identifiées dans l'analyse par frontière avec les voisins directs. En effet, la Suisse est un pays de transit¹³ : les importations d'électricité française de la Suisse destinées à sa propre consommation d'électricité ne représentent ainsi que 4 % des exportations françaises en 2025 (soit 4 TWh), alors que l'ensemble des importations suisses (incluant donc les flux « réexportés », notamment vers l'Italie) en représentent 19 %. De fait, les importations d'électricité française de l'Italie, qui ne représentent facialement

que 25 % des exportations françaises, en représentent en réalité 36 % (soit 33 TWh) une fois inclus les flux transitant notamment par la Suisse.

In fine, **15 % des exportations françaises ont alimenté la consommation de pays non frontaliers en 2025**. Le premier d'entre eux est le Portugal, avec 4 % du volume (3 TWh), soit plus que les exportations françaises qui alimentent la consommation espagnole (2 TWh). Enfin, environ 11 % des exportations de la France, ont pour destination le reste de l'Europe (notamment Autriche, Pologne, Danemark, Pays-Bas).

13. Voir : RTE, Bilan électrique 2023 – Chapitre Échanges – Focus : la Suisse, un pays de transit pour l'électricité, 2023

Avec la transformation des mix électrique français et européen, le système électrique français joue le rôle de « carrefour électrique »

Par sa position de « carrefour électrique » entre ses voisins situés au nord, au sud-ouest et à l'est, la France joue de facto un rôle de pays de transit. En 2025, le volume des flux traversant la France s'est élevé à 11 TWh ; ce volume est similaire à celui de 2024, en baisse par rapport à 2022, et est le plus bas depuis 2015. Cela peut s'expliquer par la

surabondance de production intérieure décarbonée, qui a rendu le prix spot moyen français le plus faible parmi ses voisins en 2025, et a alimenté en priorité les besoins d'importation des voisins. En 2022, année où la production nucléaire française avait atteint son plus bas niveau depuis 1988 et la production hydraulique était également faible, un volume record

Figure 4.17 - Volume de flux traversant la France, par provenance (voisins directs de la France), depuis 2001

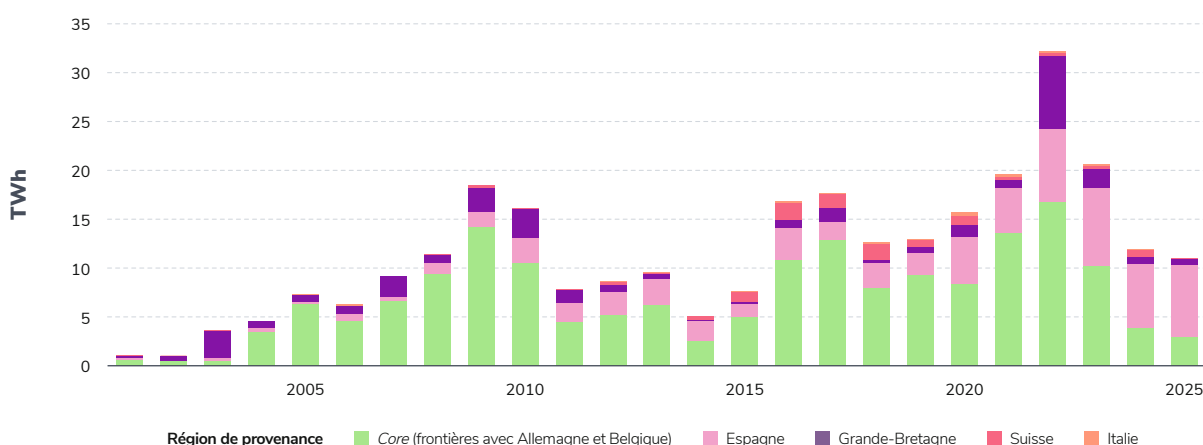


Figure 4.18 - Volume de flux traversant la France, par destination (voisins directs de la France), depuis 2001

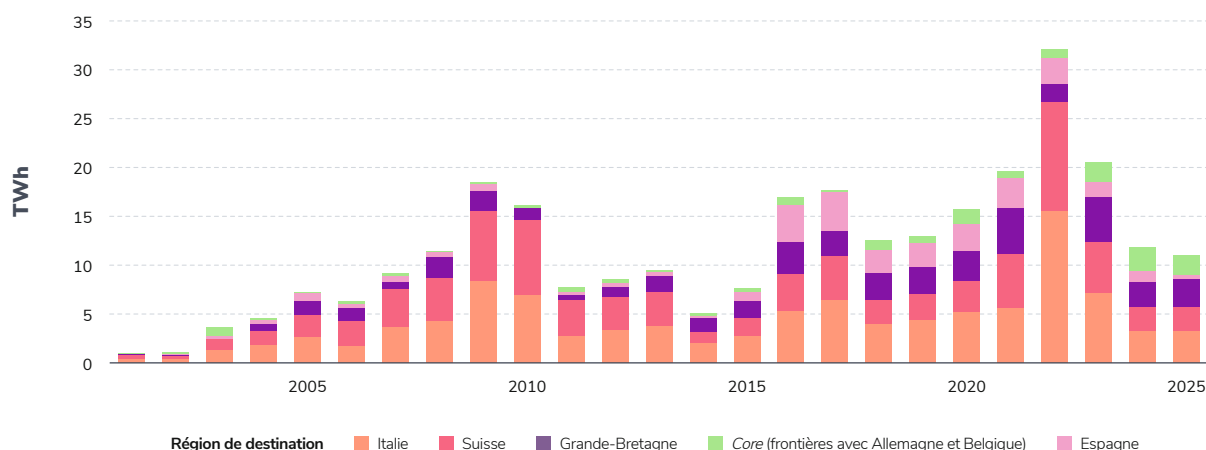
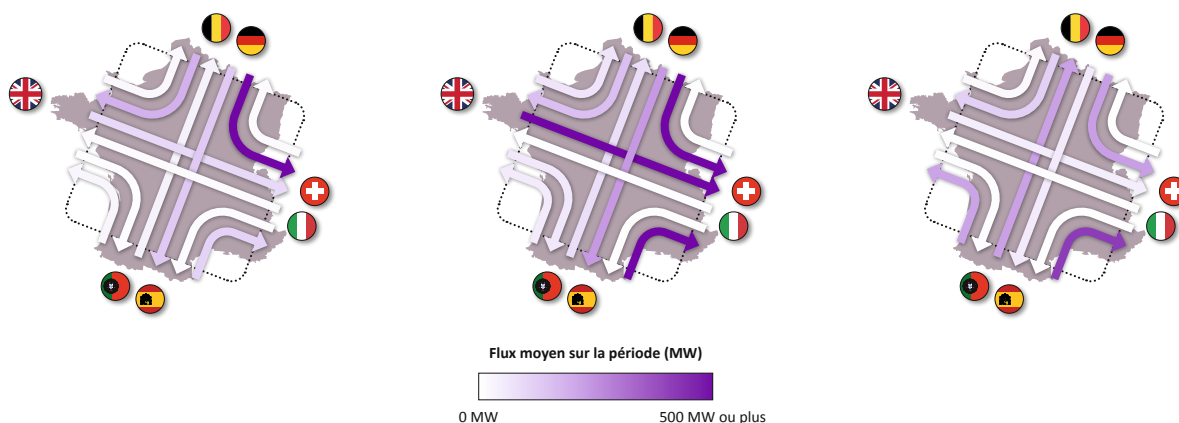


Figure 4.19 - Évolution des flux traversant le système électrique français

Flux traversants la France de 2001 à 2019

Flux traversants la France en 2022

Flux traversants la France en 2025



de 32 TWh avait traversé la France, principalement en provenance de Core, d'Espagne et de Grande-Bretagne à destination de l'Italie et de la Suisse, où les prix spot étaient plus élevés qu'en France.

Ainsi, les flux traversants reflètent le fonctionnement du système électrique européen interconnecté, dans lequel l'optimisation économique conduit à mobiliser les moyens de production les moins coûteux – et généralement les moins carbonés – à travers l'Europe pour répondre à la consommation, indépendamment des frontières nationales, dans la limite des capacités d'interconnexion et des capacités de transit des réseaux nationaux.

Les flux traversants ont ainsi au cours de ces dernières années augmenté en provenance d'Espagne, sous l'effet de la compétitivité accrue de son mix de production, mais ont diminué en provenance

d'Allemagne et de Belgique (pays dont les soldes sont récemment passés d'exportateurs à importateurs, voir partie précédente). Sur les 11 TWh ayant traversé la France en 2025, 7 TWh sont en provenance d'Espagne, et 3 TWh de la région Core. Historiquement, ces flux traversants étaient principalement à destination de l'Italie et de la Suisse¹⁴, même si en 2024 et 2025 la répartition est devenue plus équilibrée.

À titre d'exemple, l'augmentation des capacités d'échange avec l'Espagne au cours des années à venir devrait conduire à une hausse des transits vers le reste de l'Europe, ce qui engendrera des flux transfrontaliers plus importants sur le réseau français. Pour que ces interconnexions soient pleinement valorisées, il est également nécessaire d'identifier et de renforcer les axes du réseau interne qui permettront ces transits vers les autres pays.

14. Les exportations vers la Suisse peuvent être réexportées, notamment vers l'Italie. Voir : RTE, Bilan électrique 2023 – Chapitre Échanges – Focus : la Suisse, un pays de transit pour l'électricité, 2023

La valorisation des échanges augmente, mais demeure faible par rapport au coût des importations de combustibles fossiles

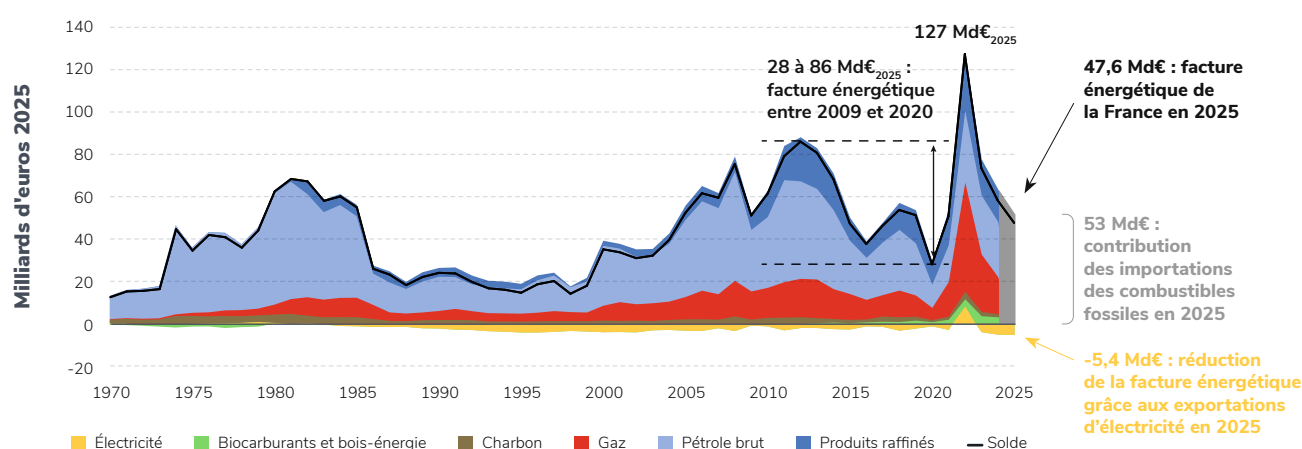
La valorisation nette totale des exportations d'électricité de la France s'est élevée à **5,4 Md€ en 2025** (et de l'ordre de 9 Md€ en prenant en compte le prix moyen des pays vers lesquels la France exporte), **un niveau légèrement supérieur à celui de l'année précédente**. Ce montant contribue à réduire la « facture énergétique » de la France, mais il demeure faible par rapport au coût des importations de combustibles fossiles, qui représentent le premier poste dans le déficit commercial de la France. En 2025, les importations de fossiles ont coûté 53 Md€¹⁵. En 2022, leur montant s'était élevé à plus de 110 Md€₂₀₂₅ dans le contexte de la crise énergétique ; en comparaison, le fait que la France ait été exceptionnellement importatrice d'électricité cette année-là n'avait pesé qu'environ 8 Md€₂₀₂₅.

Comme le rappellent également les enseignements du dernier Bilan prévisionnel 2025 publié par RTE, **il existe donc une opportunité précieuse de tirer profit de l'abondance de la production d'électricité décarbonée à bas prix pour décarboner**

l'économie française en remplaçant les énergies fossiles, qui représentent encore près de 60 % de l'énergie consommée en France. L'électrification des usages de l'énergie permettrait à la fois aux consommateurs français de bénéficier d'une production électrique peu coûteuse, de renforcer la souveraineté énergétique du pays et de se protéger de la volatilité des prix des combustibles fossiles au gré des événements qui affectent l'économie mondiale.

Entre 2002 et 2019, la valorisation nette annuelle des échanges d'électricité de la France avait oscillé entre 1 et 4 Md€₂₀₂₅. À partir de 2021, l'effet de la crise énergétique en Europe est devenu visible : la valeur de l'électricité échangée par la France a nettement augmenté, sous l'effet des prix en premier lieu. En 2024, la diminution des prix a en partie compensé l'effet lié à l'augmentation des volumes exportés. En 2025, la valorisation des échanges d'électricité entre la France et ses voisins s'est établie à un niveau légèrement supérieur sous l'effet d'un solde exportateur plus élevé et de prix également légèrement plus élevés.

Figure 4.20 - Évolution de la facture énergétique française entre 1970 et 2025



Sources des données : Douanes en 2025, SDES jusqu'en 2024 - Graphique : RTE

15. Source : Douanes

Figure 4.21 - Valorisation des échanges d'électricité entre la France et ses voisins

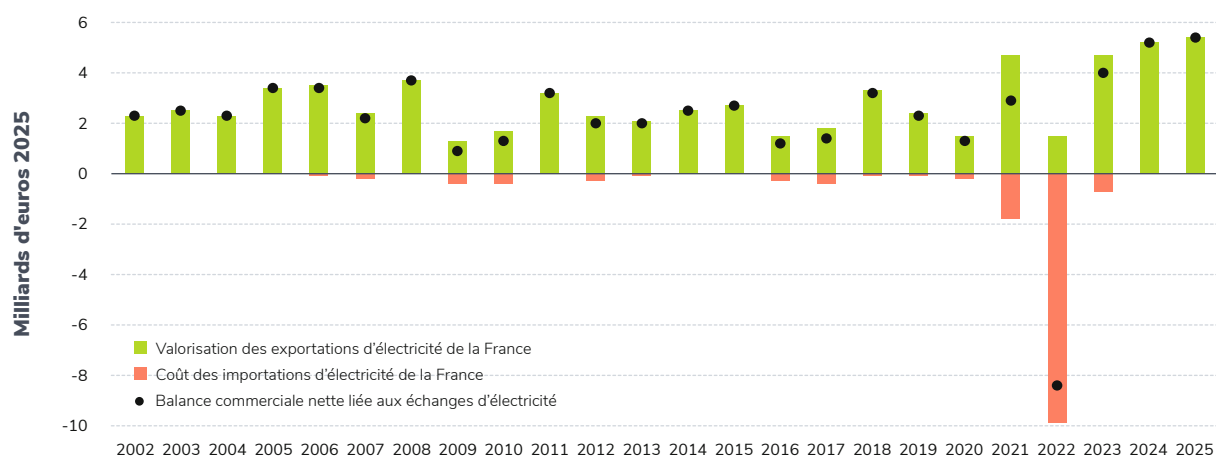


Figure 4.22 - Évolution du volume exporté par la France en fonction de la gamme de prix depuis 2001

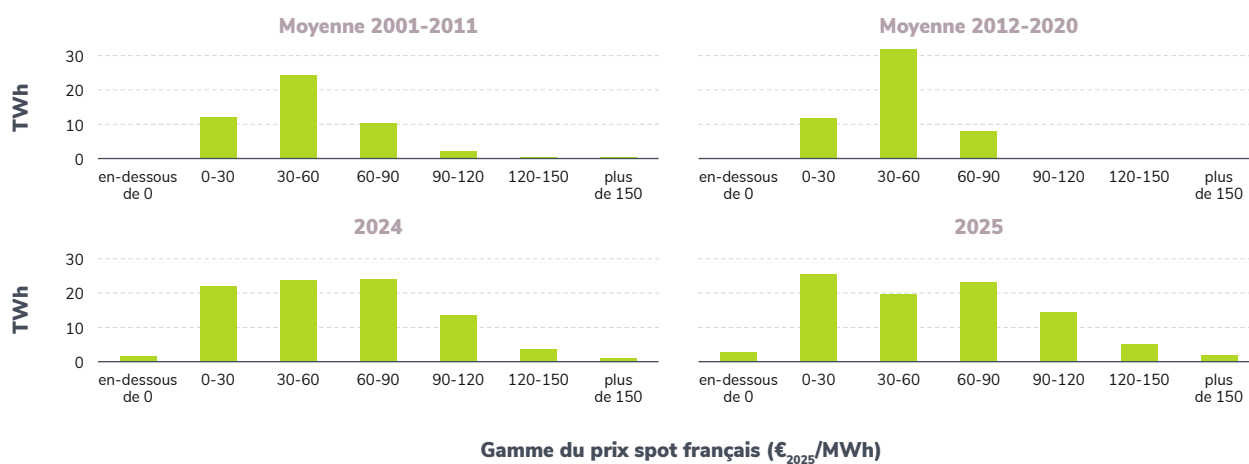
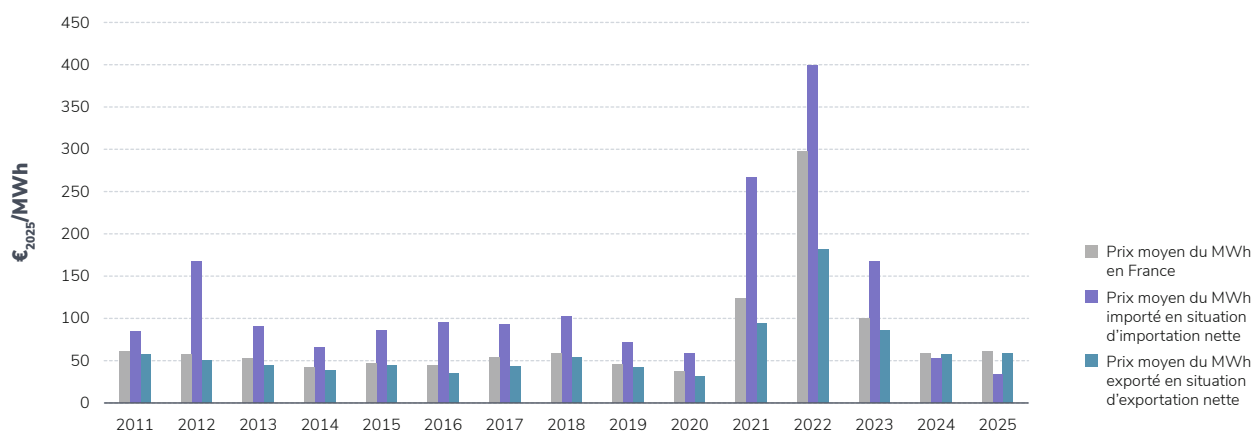


Figure 4.23 - Prix moyen du MWh exporté, importé (en situation exportatrice/importatrice net) et prix moyen en France*



* Les volumes sont valorisés au prix spot français. La moyenne des prix est pondérée par les volumes nets exportés et importés. Le prix moyen en France n'est pas pondéré.

Sous l'effet de la volatilité accrue des prix, les volumes échangés à des prix relativement élevés ont augmenté (23 % des volumes ont été exportés à des prix supérieurs à 90 €/MWh¹⁶ contre 20 % en 2024 et moins d'1 % sur la moyenne 2012-2020). Les volumes échangés à des prix relativement faibles ont également légèrement augmenté (13 % des volumes exportés se sont faits à des prix inférieurs à 10 €/MWh¹⁷ contre 12 % en 2024 et 1 % sur la moyenne 2012-2020).

Historiquement, depuis l'ouverture des marchés en 2002, le prix spot moyen lorsque la France était exportatrice nette¹⁶ était inférieur au prix constaté lorsque la France était importatrice nette. En effet, la majorité des périodes où la France importait de l'électricité correspondait à des périodes de consommation élevée, où les prix ont tendance à être également plus élevés. Ce constat s'est inversé en 2024 et s'est accentué en 2025 : grâce à l'abondance de production décarbonée en France, il n'y a eu que des rares périodes où la France était importatrice nette (environ

100 heures en 2025). Pendant ces heures, la France importait essentiellement sous l'effet de l'abondance de production renouvelable dans les pays voisins, ce qui fait que la moitié de ces heures étaient caractérisées par des prix négatifs. **Le prix importé moyen¹⁷ s'est élevé à 33 €/MWh, le niveau le plus bas depuis l'ouverture des marchés.**

Le prix moyen du MWh exporté en 2025 (59 €/MWh avec une valorisation au prix français), s'est établi proche du prix spot moyen français (61 €/MWh). Il reste proche des niveaux de l'année précédente et légèrement plus élevé que pendant la décennie 2010. En le valorisant au prix moyen des pays vers lesquels la France exporte, en revanche, il s'élève à 101,5 €/MWh. **En 2025 comme en 2024 donc, la France n'a pas « bradé » son électricité : elle a exporté presque en permanence sa production compétitive et excédentaire, en bénéficiant d'un écart de prix plus élevé qu'en 2024 avec les pays voisins.**

16. C'est-à-dire lorsque la France exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe. Lorsque la France est en position exportatrice nette, il est possible que la France importe tout de même sur une ou plusieurs de ses frontières.

17. C'est-à-dire la moyenne des prix spot pondérés par les volumes échangés correspondants, sur les pas de temps où la France est en position importatrice nette (soit seulement 0,2 TWh)

Les émissions

BILAN ÉLECTRIQUE 2025

Le contenu carbone de la production d'électricité française est l'un des plus bas d'Europe : c'est un levier pour la décarbonation de la consommation d'énergie du pays

En France, la production d'électricité est d'ores et déjà presque entièrement décarbonée et représente ainsi un volume d'émissions faible en comparaison des autres secteurs de l'économie ou en comparaison de la production électrique dans certains pays voisins.

En revanche, la consommation énergétique de la France (toutes énergies confondues) s'appuie encore largement sur les énergies fossiles importées, à près de 60 %. Ceci met en évidence l'intérêt d'accélérer l'électrification en s'appuyant sur un mix électrique déjà largement décarboné (voir le chapitre *Électrification*).

En 2025, pour la troisième année consécutive, les émissions directes liées à la production d'électricité française ont poursuivi leur baisse et atteint un minimum historique depuis 1945, s'élevant à 10,9 Mt_{CO2éq}. Il s'agit d'un niveau comparable, mais en légère baisse, par rapport à celui observé en 2024 (11,7 Mt_{CO2éq}).

Du point de vue de l'intensité carbone, c'est-à-dire de la quantité d'émissions rapportée à la quantité d'énergie produite, l'électricité française est l'une des

plus décarbonées d'Europe, avec 19,6 g_{CO2éq} par kWh produit sur l'année 2025, très loin devant la plupart des autres pays ; la moyenne dans l'Union européenne (plus la Suisse, la Norvège et le Royaume-Uni) est de 175 g_{CO2éq} par kWh. Malgré une consommation d'électricité par habitant relativement élevée par rapport à des pays européens comparables¹, la production d'électricité pèse peu dans le bilan carbone national : moins de 5 % en France, contre environ 20 % pour l'Allemagne, l'Espagne ou l'Union européenne dans son ensemble^{2,3}.

Le recours à la production d'électricité d'origine fossile a été particulièrement peu fréquent en 2025, ce qui explique ces niveaux d'émissions particulièrement faibles (voir le chapitre *Production*). En particulier, le recours aux filières fossiles les plus intensives en émissions, le charbon et le fioul, a été quasi-nul. La production au gaz, qui s'appuie aujourd'hui essentiellement sur du gaz fossile, émet un peu moins de gaz à effet de serre que le charbon et le fioul. Elle représente aujourd'hui l'essentiel de la production d'électricité d'origine fossile en France et a également atteint un niveau historiquement bas en 2025.

1. En raison notamment de la part plus élevée du chauffage électrique par rapport à d'autres pays. En 2024, la consommation d'électricité s'élevait à environ 6 600 kWh/habitant en France, contre 6 000 kWh/habitant en Allemagne, 5 900 kWh/habitant dans l'Union européenne, et moins de 5 400 kWh/habitant en Espagne et en Italie (source : Eurostat).
2. Sources : CITEPA, Rapport Secten 2025, 2025 ; European Environment Agency ; Eurostat ; ENTSO-E ; calculs RTE.
3. Les émissions territoriales brutes de l'Union européenne se sont élevées à 3 039 Mt_{CO2éq} en 2024 (source : European Environmental Agency). Les émissions directes dues à la production d'électricité dans l'Union européenne ont atteint 519 Mt_{CO2éq} (source : Ember Climate, *Yearly electricity data*, 2025).

Avec une production d'électricité française aujourd'hui presque entièrement décarbonée, l'enjeu de décarbonation pour la France réside principalement dans le fait d'organiser la substitution à grande échelle des énergies fossiles par l'électricité décarbonée dans d'autres secteurs que la production électrique (transports, bâtiments, industrie notamment). Ceci impliquera une croissance de la consommation électrique à moyen/long terme.

La décarbonation du mix électrique a été opérée progressivement et avec succès au cours des dernières décennies, avec le développement et le maintien d'un socle important de production bas-carbone hydraulique et nucléaire, puis par la fermeture des moyens de production les plus polluants (au charbon et au fioul) et par le développement du parc de production solaire et éolien. Il s'agit désormais, pour le système énergétique français dans son ensemble, de poursuivre conjointement deux dynamiques :

- **du point de vue de la consommation, concrétiser la bascule massive des vecteurs énergétiques fossiles vers l'électricité** dans tous les secteurs (transports, industrie, bâtiments tertiaires et résidentiels (voir le chapitre Électrification) ainsi que pour les nouveaux usages (data centers, électrolyseurs) ;
- **du point de vue de la production, disposer d'une trajectoire de développement des moyens de production bas-carbone** qui soit cohérente avec la trajectoire de décarbonation de l'économie visée.

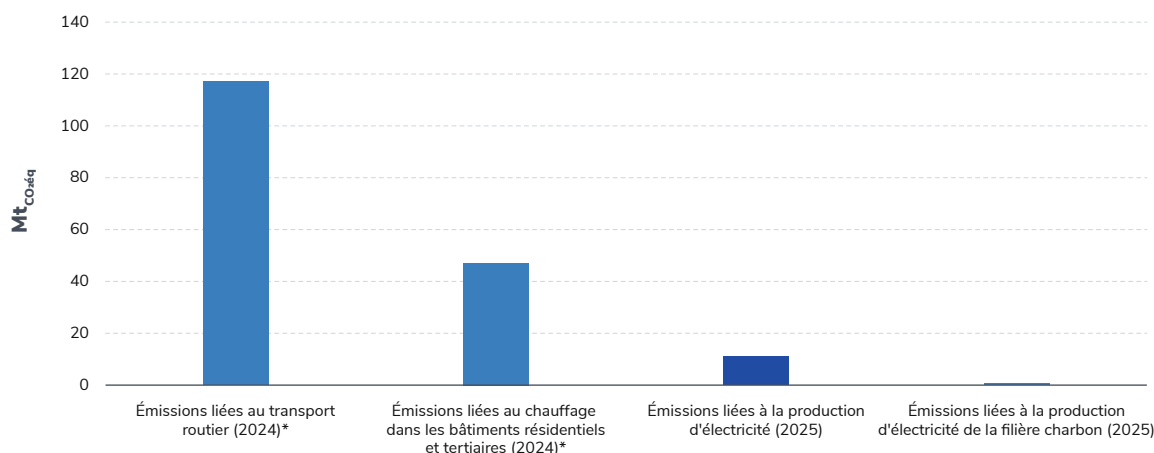
Ces enjeux sont étudiés et développés en détail dans le Bilan prévisionnel 2025-2035 publié par RTE fin 2025.

Largement décarbonée depuis la fin des années 1980, la production française d'électricité l'est aujourd'hui presque entièrement

À partir du début du 20^e siècle, il est possible d'identifier six grandes périodes pour le système électrique français du point de vue des émissions de gaz à effet de serre⁴ :

- **Avant 1945**, l'électricité occupait une place relativement restreinte dans le système énergétique du pays. Au cours de cette première moitié du 20^e siècle, son usage se généralise, notamment pour l'éclairage, mais il n'existait pas encore de réseau de transport unifié, et les installations de production étaient pour la plupart privées, à usage industriel. L'essentiel de la production était issu du charbon et de l'hydraulique ;

Figure 5.1 - Ordres de grandeur des émissions de gaz à effet de serre en France pour une sélection d'usages ou d'activités liées à l'énergie



* Source des données : CITEPA

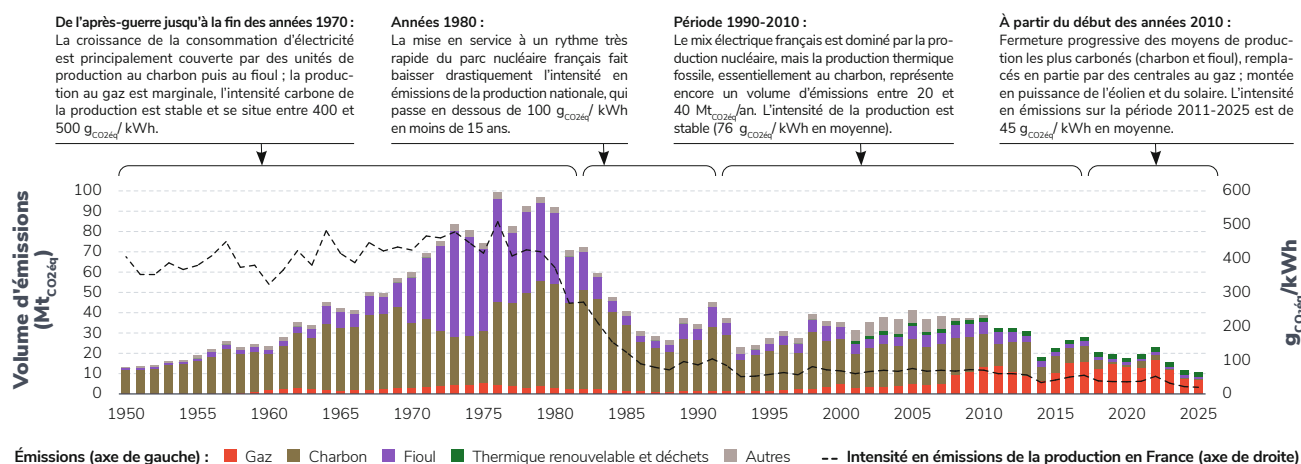
4. Les facteurs d'émissions des différentes filières production utilisés pour le calcul des émissions sur toute la période 1950-2025 sont les facteurs d'émissions actuels (voir Annexe). En toute rigueur, il faudrait tenir compte du fait que les facteurs d'émissions ont tendance à diminuer (très lentement) dans le temps avec l'amélioration de l'efficacité des centrales, les évolutions concernant la qualité des combustibles fossiles, etc. Cependant, l'approximation qui est faite ici n'est pas de nature à modifier substantiellement les résultats de l'analyse.

- **De l'après-guerre jusqu'à la fin des années 1970**, la production restait fortement carbonée : la croissance importante de la consommation d'électricité (+1 % par an en moyenne), dans un contexte de fort développement économique et d'électrification du pays, était couverte essentiellement par l'hydroélectricité, les centrales au charbon et au fioul. Ainsi, l'intensité moyenne de la production d'électricité en France se maintint entre 400 et 500 g_{CO2éq}/kWh. En 1976, les émissions annuelles liées à la production d'électricité en France atteignaient près de 100 Mt_{CO2éq} ;
- **Durant les années 1980**, la mise en service à un rythme soutenu des réacteurs nucléaires qui composent le parc actuel, en parallèle de la poursuite de la croissance de la consommation nationale d'électricité (+0,4 % par an en moyenne sur la décennie), a eu pour effet une décarbonation très rapide du mix électrique français⁵. Ce déploiement a vu le parc au fioul quasiment disparaître et les émissions liées au charbon diminuer de moitié entre 1980 et 1990. En conséquence, l'intensité carbone de la production française a été divisée par quatre en dix ans : en 1990, elle était inférieure à 100 g_{CO2éq}/kWh ;
- **Entre 1990 et la fin des années 2000**, les émissions et l'intensité en émissions de la production sont restées relativement stables. Le mix électrique

était dominé par le nucléaire, mais une partie (entre 10 et 20 GW) du parc thermique fossile, notamment au charbon, était encore en fonctionnement. Les émissions de gaz à effet de serre (entre 20 et 40 Mt_{CO2éq}) et l'intensité carbone (autour de 75 g_{CO2éq}/kWh) sont restées stables sur la période ;

- **À partir du début des années 2010, et jusqu'au début de la crise énergétique de l'année 2022**, le parc de production au fioul et au charbon a été progressivement réduit, sous l'effet du rehaussement des objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants. Ces capacités de production ont été en partie remplacées par des centrales à gaz, moins émettrices à même énergie produite. La décennie 2010 a également été marquée par le développement de l'éolien et du solaire et une stabilisation de la consommation d'électricité. Tous ces facteurs ont contribué ensemble à faire baisser encore l'intensité de la production d'électricité française, qui a atteint 47 g_{CO2éq}/kWh en moyenne au cours de la période 2010-2023. Au terme de cette période, il est possible de dresser le constat suivant : le système électrique français a quasiment achevé sa décarbonation. La crise énergétique de 2022, qui a entraîné une hausse ponctuelle des émissions résorbée dès l'année suivante, n'a pas significativement altéré cette dynamique ;

Figure 5.2 - Émissions directes de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France et intensité en émissions de la production d'électricité française entre 1950 et 2025



Calculs réalisés en utilisant les hypothèses de facteurs d'émission des combustibles et de rendements des centrales actuelles, ce qui peut amener à une légère sous-estimation des volumes d'émission sur l'historique.

5. L'objectif principal étant à l'époque l'amélioration de la souveraineté énergétique et non pas la décarbonation du mix.

- **Au sortir de la crise énergétique, le système électrique français aborde la phase suivante de sa transformation : celle de levier pour la décarbonation de l'économie dans son ensemble.**

Dans cette nouvelle phase, il ne s'agit plus de décarbonation de l'électricité, mais de l'intégralité des consommations d'énergie en France. Cela passera par le développement massif de l'usage de l'électricité dans tous les secteurs, accompagné par l'évolution de l'appareil de production d'électricité bas-carbone en mesure de soutenir l'augmentation de la consommation. Comme le montrent les analyses des différents chapitres du Bilan électrique, ainsi que le dernier Bilan prévisionnel, cette phase reste à engager concrètement : la stagnation de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale met en évidence le retard pris dans l'électrification. L'abondance de production d'électricité décarbonée dessine en revanche une situation favorable pour accompagner l'accélération de l'électrification du système énergétique français.

Des émissions durablement faibles qui témoignent du changement d'ère pour la production d'électricité en France

En 2022, la crise de la production en France avait conduit à une hausse réelle mais contenue des émissions du système électrique français (voir le chapitre Émissions du Bilan électrique 2022). Cet épisode

singulier et conjoncturel n'avait que peu altéré la dynamique plus large de décarbonation profonde et progressive qui s'est concrétisée au cours des dix dernières années.

Les émissions avaient ensuite rapidement retrouvé un niveau particulièrement bas : **en 2023, les émissions liées à la production avaient baissé de près d'un tiers par rapport à l'année précédente, atteignant 15,8 Mt_{CO2eq}, leur niveau le plus faible depuis 1953.** Cette baisse s'expliquait essentiellement par le regain de la production bas-carbone, et particulièrement le redressement de la production nucléaire. **Cette tendance baissière s'est ensuite maintenue : en 2024 les émissions ont atteint 11,7 Mt_{CO2eq}, en 2025 elles se sont élevées à 10,9 Mt_{CO2eq}.** C'est une nouvelle fois un niveau historiquement bas, qui correspond même à celui du début des années 1930 (le volume de production, intégralement au charbon, était alors près de 30 fois moins important qu'aujourd'hui).

Un peu moins de deux tiers (6,7 Mt_{CO2eq}) des émissions liées à la production proviennent de la filière gaz. Parmi celles-ci, près de 40 % (3,2 Mt_{CO2eq}) sont associées à des moyens de production assimilables à des cogénérations, c'est-à-dire des installations qui produisent principalement de la chaleur pour alimenter des procédés industriels ou bien des réseaux de chaleur urbaine, et dont l'électricité est un produit secondaire. Leur fonctionnement est indépendant des conditions du marché de l'électricité, et

Figure 5.3 - Émissions directes de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France (axe de gauche) et intensité en émissions de la production d'électricité française (axe de droite) entre 2017 et 2025

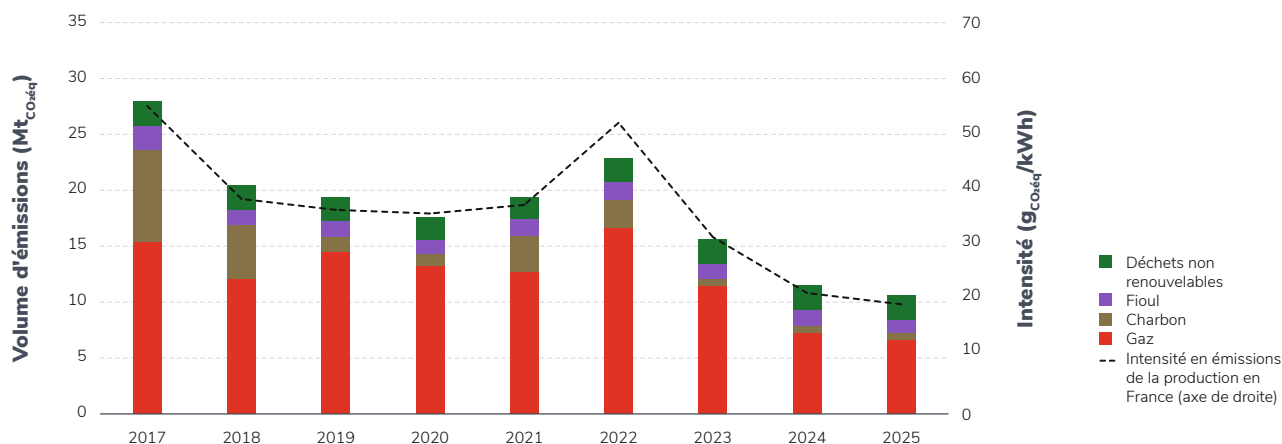
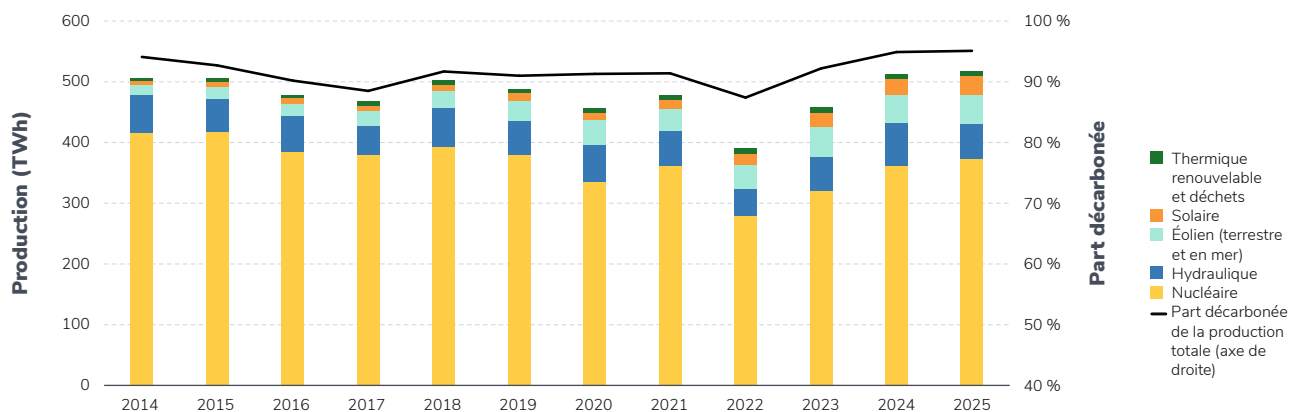


Figure 5.4 - Évolution de la production décarbonée en France (axe de gauche) et part décarbonée de la production totale (axe de droite) entre 2014 et 2025



La production à partir de déchets ménagers est considérée renouvelable à 50 %. La production hydraulique est retranchée de 70 % de la consommation de pompage des STEP, suivant la directive européenne 2009/28/CE.

correspond à un « socle » de production et d'émissions (voir le chapitre *Production*) difficilement compressibles. La production d'électricité à partir de l'incinération de déchets non-renouvelables, qui, de même, est une filière dont le fonctionnement est principalement déterminé par le besoin de traitement des déchets, indépendamment des conditions du marché de l'électricité, représente environ un cinquième du volume d'émissions, soit 2,3 Mt_{CO2éq}.

Ainsi, la part des émissions qui n'est pas assimilable aux cogénérations ou aux filières fatales ne

représente que 40 % des émissions liées à la production d'électricité. Cette part correspond à des moyens de production qui permettent d'assurer l'équilibre du système lors des périodes de consommation élevée, avec des temps de fonctionnement relativement faibles. Ces émissions « résiduelles » du mix français sont à envisager, au moins à court terme, dans la mesure où elles permettent le bon fonctionnement du système et le développement par ailleurs du parc de production décarboné : cela représente un volume d'émissions limité par rapport au service rendu au système.

Figure 5.5 - Émissions journalières de la production d'électricité française en 2025

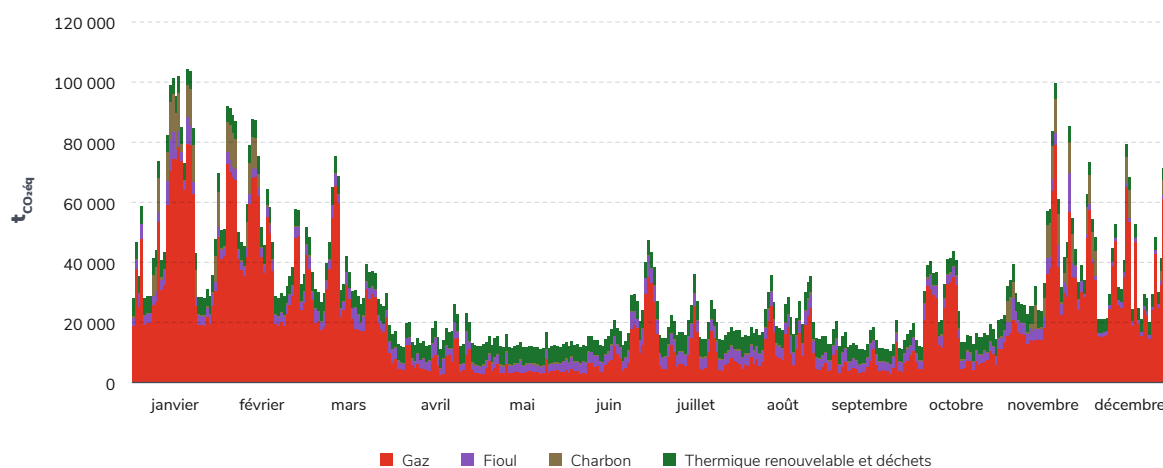
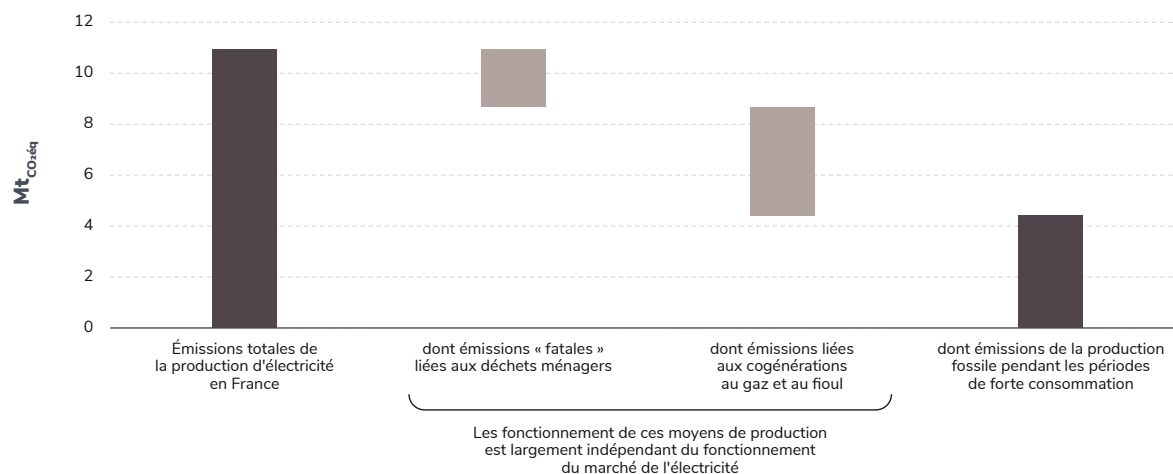


Figure 5.6 - Décomposition des émissions totales liées à la production d'électricité française selon leur origine

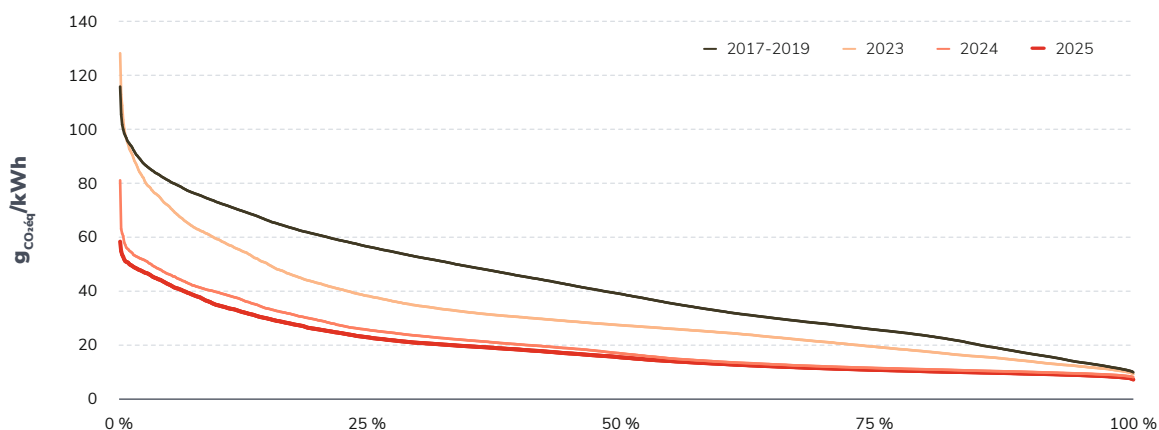


La filière charbon n'est quasiment plus sollicitée sauf lors des périodes de forte consommation : elle a généré moins de 0,6 Mt_{CO₂eq} sur l'ensemble de l'année, ce qui représente à peu près l'équivalent d'une journée d'émissions liées au transport routier en France. Il est intéressant de noter que les émissions totales liées à la production d'électricité correspondent quant à elles à environ trois semaines d'émissions du transport routier (voir la figure 5.1 plus haut).

À la maille horaire, l'intensité carbone du système électrique français est restée contenue toute l'année

En moyenne sur l'année 2025, l'intensité carbone de la production française a été de 19,6 g_{CO₂eq}/kWh, et l'intensité carbone de la consommation française, en prenant en compte les échanges d'électricité avec les autres pays, de 20,0 g_{CO₂eq}/kWh. Le fait que ces deux valeurs soient presque identiques s'explique par la position très largement et presque exclusivement exportatrice nette de la France au cours de l'année (voir le chapitre Échanges).

Figure 5.7 - Monotone d'intensité en émissions de gaz à effet de serre de la consommation d'électricité française au cours de différentes périodes



Près de la moitié du temps, l'intensité de la production comme de la consommation s'est située en dessous de $15 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$. Ce niveau pratiquement incompressible, qui s'apparente à « l'intensité de fond » du système, correspond aux émissions liées aux filières en grande partie fatales du point de vue du système électrique (voir l'analyse dans la partie précédente), c'est-à-dire l'incinération des déchets et les cogénérations.

Même dans un système électrique bas-carbone, l'intensité de la production et de la consommation sont susceptibles de connaître des sursauts ponctuels. Ceux-ci se produisent surtout en hiver, lors des périodes de consommation élevée, lors desquelles il est nécessaire de faire appel à des moyens de production thermique fossile, et éventuellement aux importations depuis des pays dont la production est plus carbonée. En 2023, par exemple, l'intensité carbone de la consommation avait dépassé $100 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$ pendant environ 3 % du temps.

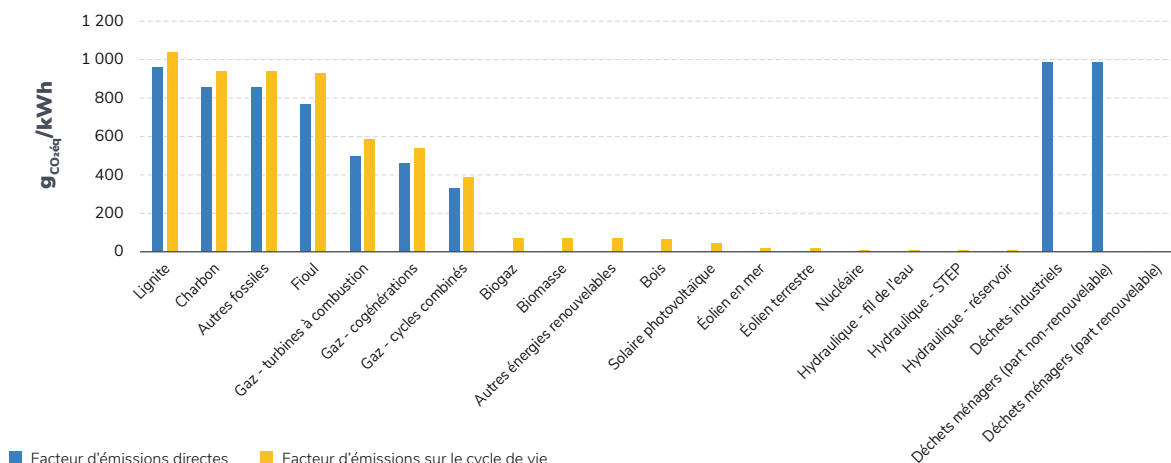
En 2025, fait notable, l'intensité est restée contenue même lors des périodes de forte consommation : elle a atteint un maximum de $58 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$. Il s'agit d'un niveau très bas, inférieur à l'intensité moyenne de la production française sur l'ensemble de l'année 2012.

Même en tenant compte des émissions sur le cycle de vie, les émissions liées au système électrique français apparaissent très faibles

L'intensité carbone liée à la production d'électricité peut être calculée en considérant uniquement les émissions directes, comme c'est le cas dans les paragraphes précédents, ou en incluant toutes les émissions liées à la production d'électricité sur le cycle de vie. Cette méthode permet de prendre en compte, en plus des émissions directes liées à la combustion en centrale (pour les centrales alimentées par les combustibles fossiles), l'ensemble des émissions liées au cycle de vie des installations de production : de l'extraction et le transport des combustibles et des matières premières ou des équipements, à la construction des infrastructures permettant la production d'une quantité donnée d'énergie. Certaines sources de production, comme l'éolien, le solaire et l'hydraulique, n'entraînent pas d'émissions directes, mais la construction des barrages, la fabrication et le transport des panneaux solaires et des éoliennes et leur installation, génèrent des émissions indirectes qui sont prises en compte dans cette approche.

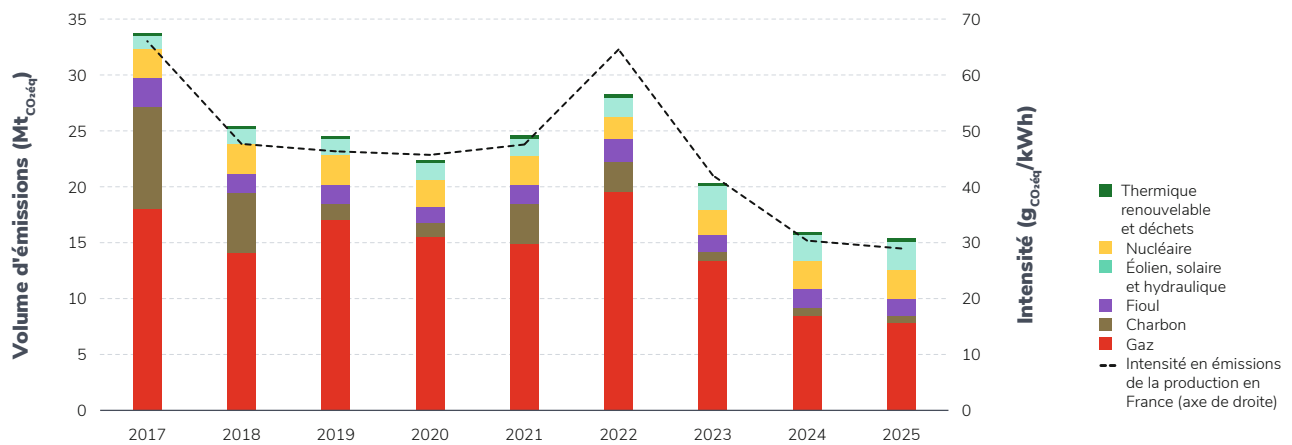
En 2025, les émissions attribuables à la production d'électricité française en analyse de cycle de vie ont été de $15,7 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$, soit un total très proche de celui déjà observé en 2024 ($16,2 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$). L'analyse au périmètre

Figure 5.8 - Facteurs d'émission des différentes filières de production d'électricité



Les facteurs d'émissions utilisés par RTE pour le calcul des émissions sont issus de travaux internes ; ils reposent sur un ensemble de sources et modèles, et sont harmonisés entre les différentes publications (Bilans prévisionnels, Bilans électriques, etc.)

Figure 5.8 - Émissions au périmètre cycle de vie de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France (axe de gauche) et intensité de la production d'électricité française (axe de droite) entre 2017 et 2025



du cycle de vie entraîne le même constat que celle au périmètre des émissions directes : les émissions liées à la production d'électricité en France sont parmi les plus faibles d'Europe. L'intensité de la production a atteint 29,0 g_{CO₂eq}/kWh au périmètre du cycle de vie.

Les émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie des énergies décarbonées restent très faibles par rapport à celles des moyens thermiques fossiles : 16 g_{CO₂eq}/kWh pour l'éolien terrestre, 17 g_{CO₂eq}/kWh l'éolien en mer, 43 g_{CO₂eq}/kWh pour le solaire photovoltaïque, 7 g_{CO₂eq}/kWh pour le nucléaire, 6 g_{CO₂eq}/kWh pour l'hydraulique, à comparer avec 941 g_{CO₂eq}/kWh pour les centrales au charbon, 928 g_{CO₂eq}/kWh pour les centrales au fioul et 389 g_{CO₂eq}/kWh pour les cycles combinés gaz, qui sont les centrales au gaz les plus performantes.

À mesure que la part des filières thermiques fossiles diminue dans le mix de production, la part des

émissions liées aux émissions directes issues de la combustion diminue, et, mécaniquement, la part des émissions liées au reste du cycle de vie des moyens de production augmente. Cela étant, malgré une part aujourd'hui importante dans le mix, la contribution cumulée de l'éolien, du solaire et de l'hydraulique aux émissions sur le cycle de vie de la production d'électricité reste très faible. Elles ont représenté en 2025 environ 16 % des émissions totales sur le cycle de vie liées à la production d'électricité en France (soit 2,6 Mt_{CO₂eq}) pour une contribution au mix électrique du pays de l'ordre de 25 %. Les filières de production fossile, par contraste, ont constitué moins de 4 % du mix de production national, mais ont représenté 63 % des émissions sur le cycle de vie liées à la production d'électricité. Par ailleurs, en regardant le périmètre plus large de l'empreinte carbone du pays⁶, les émissions associées à ces trois filières de production renouvelable représentent moins de 0,5 % du total.

6. L'empreinte carbone désigne l'ensemble des émissions, domestiques ou à l'étranger, qui sont attribuables à la consommation intérieure d'un pays donnée. Celle-ci comptabilise donc les émissions générées à l'étranger par la production de bien ou de services consommés dans le pays en question, mais pas les émissions générées dans le pays en question par la production de biens ou de service qui sont consommés à l'étranger. C'est une notion proche du cycle de vie, mais distincte : l'empreinte carbone repose sur l'attribution d'émissions à la consommation d'un territoire donné, alors que l'analyse du cycle de vie repose sur l'attribution d'émissions à un usage, une activité ou un objet donné. La part de l'empreinte carbone que constituent les émissions sur le cycle de vie des filières renouvelables est ici donnée à titre indicatif sur la base de l'empreinte totale 2024, la valeur pour 2025 de l'empreinte n'étant pas encore connue.

Les exportations d'électricité bas-carbone française sont un atout pour le système électrique européen

La production d'électricité française étant presque entièrement décarbonée, les exportations du pays, qui ont atteint un niveau record en 2025 (92,3 TWh, voir le chapitre Échanges), contribuent également à éviter des émissions ailleurs en Europe. Les exports d'électricité vers les autres pays permettent en effet de limiter la production thermique fossile, à partir de charbon ou de gaz notamment, dans les pays voisins.

Pour évaluer les émissions évitées, il est possible de comparer, pour chaque heure, l'intensité de la production française avec celle des pays vers lesquelles l'électricité est exportée. Les émissions évitées sont ainsi fonction, d'une part, du différentiel d'intensité carbone entre les mix de production de la France et des autres pays, et d'autre part de la quantité d'électricité exportée. Une telle approche implique nécessairement des simplifications, et néglige certains phénomènes propres au fonctionnement du système électrique : en particulier, il n'est pas tenu compte de l'effet qu'aurait une modification des échanges sur l'ordre de préséance économique dans chaque pays. Cela étant, l'analyse des émissions évitées ainsi calculées permet tout de même de dégager des tendances, notamment dans le temps et dans la répartition géographique.

En 2025, les exportations de la France ont permis d'éviter l'émission près de 27 Mt_{CO2eq} en Europe, dont près de la moitié ont été évitées en Italie, et un cinquième en Allemagne. Il s'agit d'un niveau record, porté d'une part par la légère augmentation du solde exportateur, et d'autre part par la différente répartition des exportations : notamment, la proportion d'exportations vers l'Italie, pays avec lequel le différentiel d'intensité carbone est parmi les plus importants, a été plus élevée en 2025, alors que les exportations vers l'Espagne, dont le mix est majoritairement décarboné, ont diminué (voir le chapitre Échanges). Plus largement, la croissance du solde des exportations au cours des deux dernières années a compensé l'effet de la décarbonation progressive de la production ailleurs en Europe (voir le chapitre Europe), et donc la baisse du différentiel d'intensité carbone entre la France et les autres pays.

Les émissions liées aux importations d'électricité sont quasi-nulles

Les émissions liées au système électrique français peuvent être évaluées selon différents périmètres (voir la figure 5.11) : celui de la production d'électricité en France, détaillé dans les parties précédentes, mais également celui de la consommation d'électricité en France. En effet, en plus de la part servant à couvrir la consommation nationale, une partie de l'électricité

Figure 5.9 - Émissions évitées par les exportations de la France sur la période 2017-2025

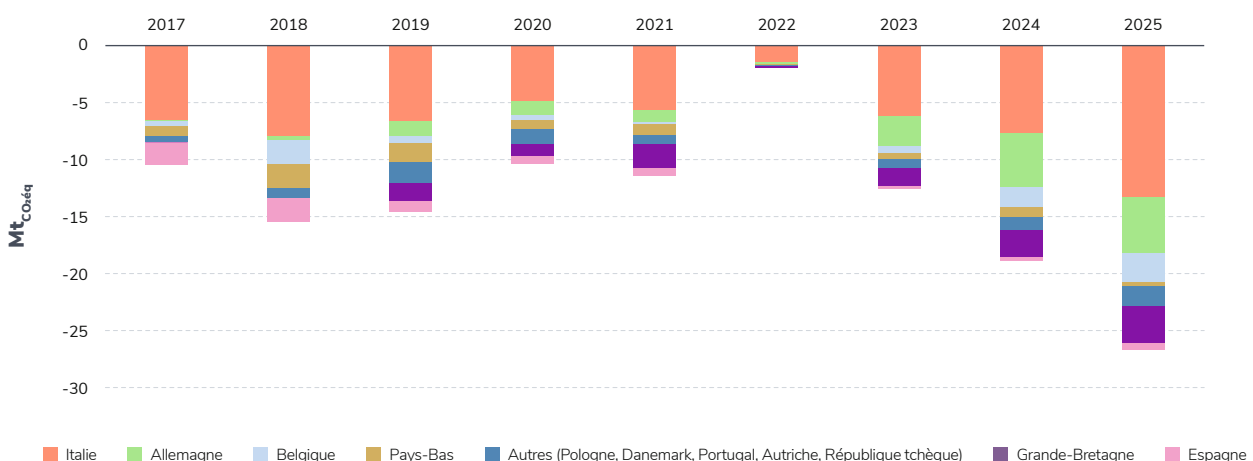
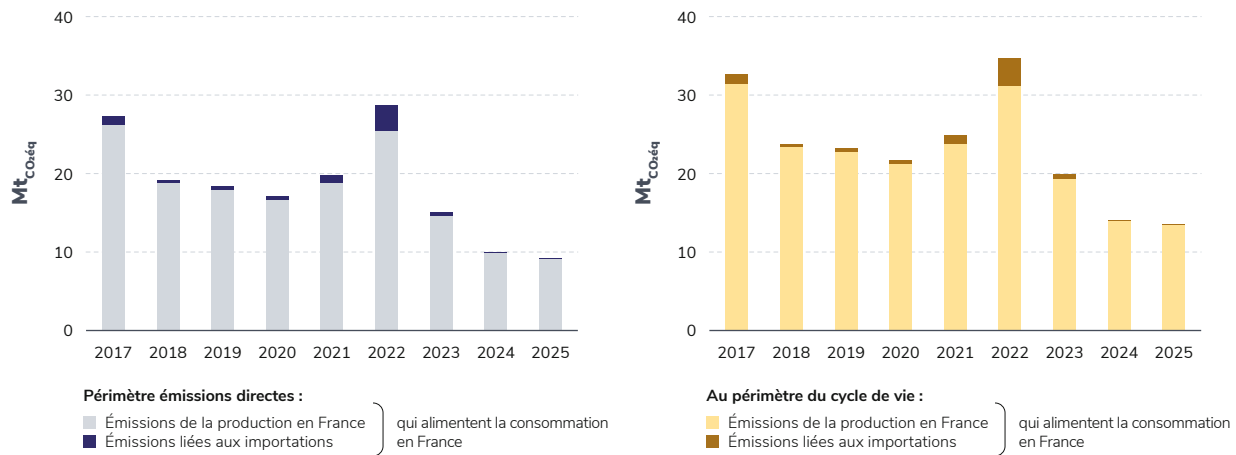


Figure 5.10 - Émissions de gaz à effet de serre liées à la consommation d'électricité en France entre 2017 et 2025



produite en France est exportée vers les autres pays européens. À l'inverse, une partie de la consommation française est couverte par des importations d'électricité produite à l'étranger, notamment lors des périodes de forte consommation en hiver, ou lorsqu'il est plus économique d'importer depuis les pays voisins (notamment en cas de production renouvelable abondante dans ces pays) que de démarrer des moyens de production plus coûteux en France.

En 2025, les émissions liées aux importations d'électricité qui ont effectivement servi à alimenter

la consommation française ont été proches de zéro. C'est une conséquence directe du fait que le pays a été près de 99 % du temps en situation d'exportations nettes.

En outre, on peut estimer qu'environ 17 % des émissions liées à la production d'électricité en France sont associées à des volumes d'électricité qui ont été exportés. Les émissions liées strictement à la consommation française d'électricité se sont élevées à 9,1 Mt_{CO₂eq}, (voir la figure 5.1 plus haut pour une comparaison des ordres de grandeur).

Figure 5.11 - Synthèse des notions mises en jeu dans le calcul des émissions de gaz à effet de serre liées à l'électricité

		Type d'émissions		
		Émissions directes	Émissions sur le cycle de vie	
Périmètre	Produc. d'élec.	On s'intéresse à l'électricité produite par les installations présentes sur le territoire national	Pour l'électricité produite dans les centrales thermiques fossiles, il s'agit des émissions liées à la combustion. Les moyens de production d'électricité n'utilisant pas de combustibles fossiles (éolien, solaire, nucléaire et hydraulique) ne génèrent pas d'émissions directes. Émissions directes des centrales de production d'électricité situées sur le territoire national.	L'analyse des émissions au cours du cycle de vie, ou ACV, permet de prendre en compte l'ensemble des émissions générées pour rendre disponible une certaine quantité d'électricité : celles-ci comprennent l'ensemble des émissions liées à l'extraction et au transport des matériaux utilisés pour la construction des centrales, des équipements et des infrastructures, en France ou à l'étranger. Ces émissions peuvent avoir lieu en amont ou en aval des installations de production d'électricité. Les émissions sur le cycle de vie incluent les émissions directes. Émissions sur l'ensemble du cycle de vie attribuables à l'électricité produite sur le territoire français. Certaines des émissions liées à l'amont ou à l'aval du cycle de vie (hors combustion), peuvent avoir lieu à l'étranger.
	Consommation d'électricité	On s'intéresse à l'électricité consommée sur le territoire français : il s'agit de la part de la production française qui n'est pas exportée, ainsi que des importations.	Émissions directes des centrales de production d'électricité situées sur le territoire national, retranchées des émissions générées par la production de l'électricité exportée, et émissions directes des centrales situées à l'étranger qui alimentent la consommation d'électricité en France (via les importations).	Émissions au cours du cycle de vie attribuables à l'électricité consommée sur le territoire français. Les émissions sur l'ensemble du cycle de vie de l'électricité produite en France mais exportée ne sont pas comptées ; les émissions sur l'ensemble du cycle de vie des importations qui alimentent la consommation d'électricité en France sont comptées.

L'électrification des usages

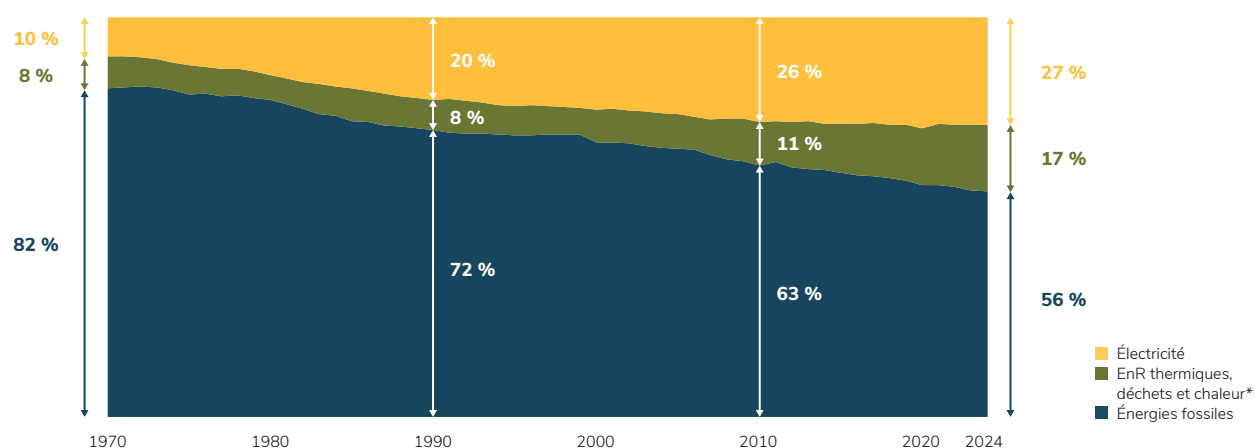
BILAN ÉLECTRIQUE 2025

L'ambition de réduire les importations de combustibles fossiles peut désormais s'appuyer sur de nombreux projets d'électrification qui ont déjà sécurisé leur accès au réseau pour les prochaines années

Les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) restent aujourd'hui prédominantes dans la consommation d'énergie finale en France : en 2024, elles représentaient environ 56 % de la consommation en France métropolitaine, tandis que l'électricité ne comptait que pour 27 %¹. Cette consommation importante d'énergies fossiles est à l'origine de l'essentiel des émissions de gaz à effet de serre du pays.

L'analyse des données historiques montre que l'électrification a suivi différentes tendances selon les périodes. À la fin du XX^e siècle, la part de l'électricité dans la consommation finale a augmenté progressivement, sous l'effet de l'électrification partielle de certains usages comme l'eau chaude sanitaire et le chauffage, passant d'environ 10 % en 1970 à 26 % en 2010. Depuis cette date, le taux d'électrification de l'économie a maintenu une relative stabilité.

Figure 6.1 - Part des différentes énergies dans la consommation finale (non corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires)



Source des données : SDES - Graphique : RTE

* Chaleur incluse à partir de 2000

1. SDES, Chiffres clés de l'énergie, janvier 2026. Données corrigées des variations climatiques. Taux d'électrification hors usages non énergétiques des matières premières. Les données 2025 ne sont pas disponibles au moment de la publication du Bilan électrique.

Alors que l'électrification doit permettre d'accompagner la bascule des énergies fossiles vers les énergies bas-carbone nécessaire à l'atteinte des objectifs climatiques et de souveraineté énergétique (voir les analyses du Bilan prévisionnel ou des Futurs énergétiques 2050), les tendances récentes montrent donc que ce mouvement n'est pas encore concrètement engagé.

Dans le détail, la part de l'électricité par rapport aux énergies fossiles varie significativement selon les secteurs.

Le secteur des transports est à la fois le secteur le plus consommateur d'énergie et le plus dépendant des énergies fossiles, avec une part des fossiles atteignant près de 90 % de la consommation du secteur.

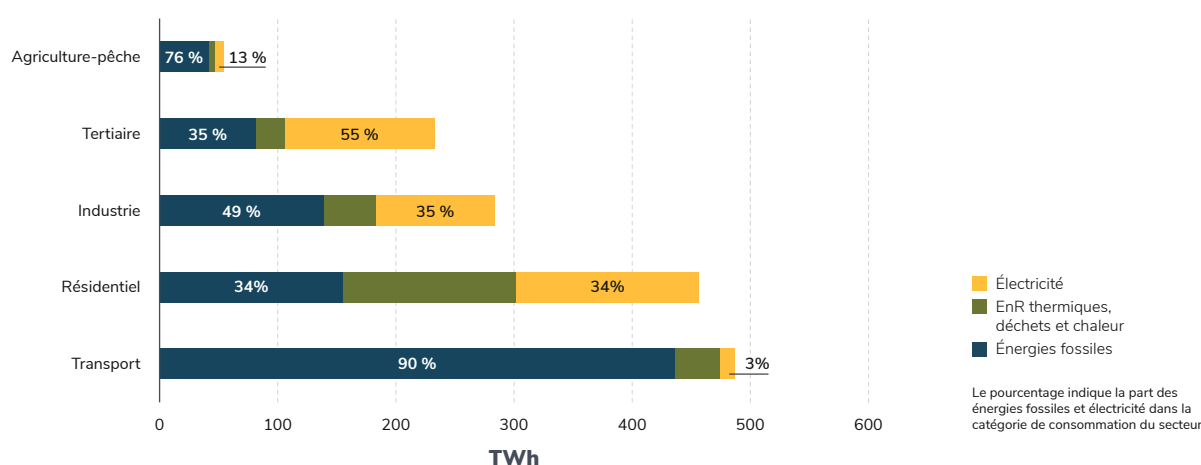
Les énergies fossiles comptent également pour une part significative de la consommation énergétique des autres secteurs. Notamment, elles couvrent toujours 34 % de la consommation énergétique du secteur résidentiel, principalement pour le chauffage ainsi que pour l'eau chaude sanitaire et la cuisson. Dans l'industrie, près de la moitié de

la consommation d'énergie finale est alimentée par les énergies fossiles. Enfin, la part des fossiles dans le tertiaire et l'agriculture s'élève à 35 % et 76 % respectivement.

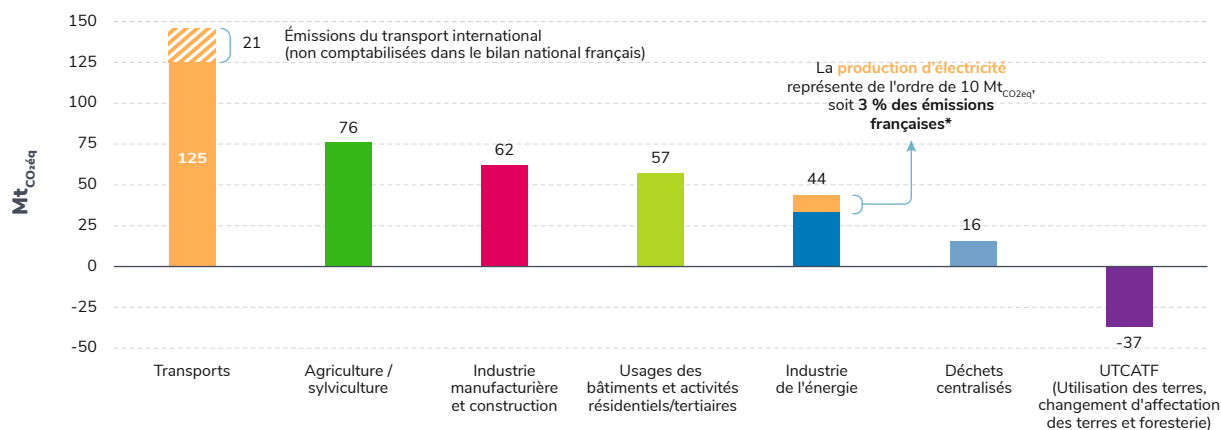
Du fait de sa consommation prépondérante de produits fossiles, le transport est de loin le secteur le plus émetteur de gaz à effet de serre en France : ses émissions représentent plus d'un tiers (34 %) des émissions directes². Par ailleurs, c'est le seul secteur pour lequel les émissions étaient stables en 2024 par rapport à leur niveau de 1990³, alors qu'elles ont connu des dynamiques baissières dans les autres secteurs. Suivent l'agriculture, avec environ 20,6 % des émissions, l'industrie manufacturière et le secteur de la construction (16,9 %), les bâtiments résidentiels et tertiaires (15,5 %), l'industrie de l'énergie (9 %) et la gestion des déchets (4,2 %).

Seulement une petite partie des émissions est liée à la production d'électricité : de l'ordre de 10 Mt_{CO2eq} en 2025, soit environ 3 % des émissions françaises, puisque celle-ci est très largement décarbonée (à la hauteur de 95 % en 2024 et 2025), à la différence d'autres pays. Ainsi, l'enjeu principal réside dans la substitution des combustibles fossiles

Figure 6.2 - Consommation d'énergie finale à usage énergétique corrigée des variations climatiques par secteur en France métropolitaine en 2024



2. La part des émissions est calculée en excluant la contribution de l'UTCAF (Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie), qui est négative.
3. Citepa – Secten, Emissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques 1990-2024, 2025

Figure 6.3 - Émissions de gaz à effet de serre par secteur économique en 2024 (Mt_{CO2eq}, hors UTCATF)

Sources des données : CITEPA, Rapport SECTEN 2025 - Graphique : RTE

* Pourcentage calculé par rapport au TOTAL national avec UTCATF qui sert de référence.

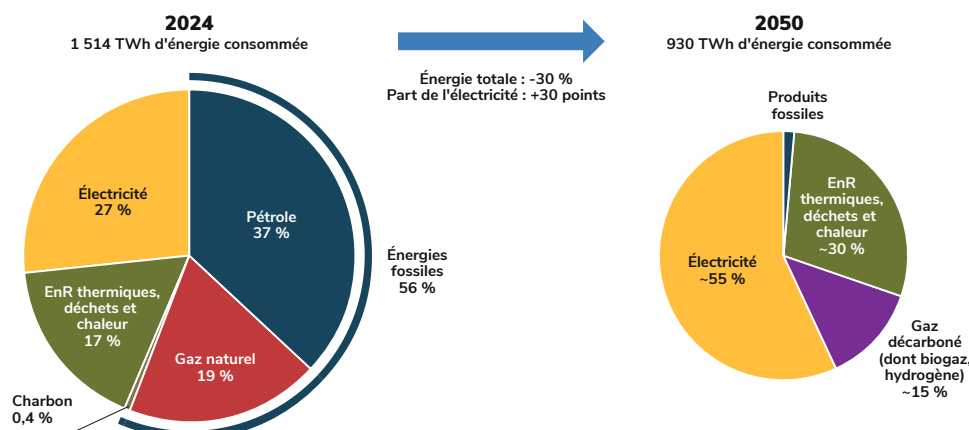
dans les secteurs au-delà de la production d'électricité : l'électrification de ces usages est un levier essentiel pour y parvenir, réduisant la dépendance aux importations de fossiles et les émissions.

La stratégie française de décarbonation s'appuie sur une stratégie conjointe de réduction de la consommation d'énergie totale tous vecteurs confondus (promotion de l'efficacité énergétique et des actions de sobriété) et de bascule vers les énergies bas-carbone, en particulier via l'électrification qui peut être déployée pour décarboner de nombreux usages énergétiques

de manière très efficace. En effet, pour certains usages, l'électrification est également une source importante d'économies d'énergie : à titre d'exemple, un véhicule électrique consomme environ trois fois moins d'énergie qu'une voiture thermique ; de même pour une pompe à chaleur électrique par rapport à une chaudière fonctionnant au gaz ou au fioul.

Dans la trajectoire de la Programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en février 2026, la part d'électricité dans la consommation d'énergie finale atteindrait 34 % en 2030 puis 38 % en 2035, soit une

Figure 6.4 - Évolution de la part des différentes énergies dans la consommation finale



Sources des données : SDES et RTE (Futurs énergétiques 2050)

trajectoire globalement cohérente avec le scénario de décarbonation rapide présenté par RTE dans le Bilan prévisionnel 2025. Le gouvernement annonce également un plan d'électrification des usages dans le but d'aboutir à « des propositions concrètes dans les secteurs de l'industrie et l'artisanat, du numérique, du bâtiment et des mobilités »⁴. L'électrification représente en effet un levier important pour l'atteinte des objectifs de décarbonation, qu'on retrouve dans la plupart des stratégies des autres pays européens.

L'électrification représente une opportunité pour renforcer la souveraineté énergétique de la France

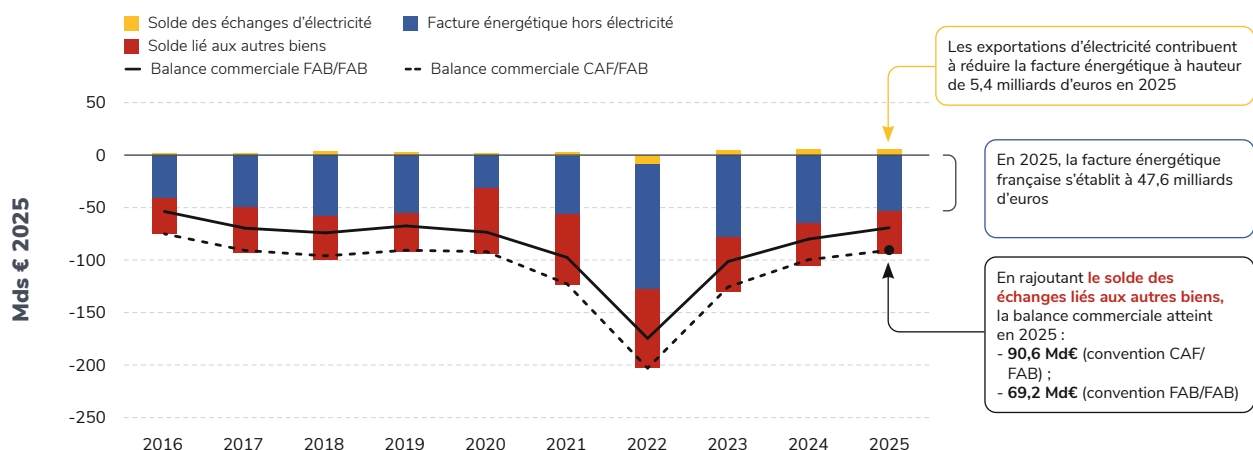
La facture énergétique de la France, c'est-à-dire la différence entre la valeur des produits énergétiques importés et exportés, est largement déficitaire : en 2025, elle s'est élevée à environ 47,6 Md€, dont 53 Md€ liés aux importations de produits fossiles. Ces derniers proviennent en majorité de pays non européens ou des pays de l'ancien bloc soviétique (notamment l'Azerbaïdjan, la Géorgie, le Kazakhstan

et la Russie) à hauteur de 57 % pour les importations de gaz naturel et de 90 % pour les importations de pétrole brut. À titre d'exemple, la France importait, en 2024, 77 TWh de gaz naturel de la Russie et 90 TWh des États-Unis⁵.

Les produits énergétiques représentent donc une partie majeure⁶ du déficit commercial français en biens (69,2 Md€ en 2025⁷). Il ne s'agit pas d'une situation exceptionnelle : la facture énergétique de la France s'est située entre 28 et 86 milliards d'euros 2025 entre 2009 et 2020 (avec un pic de 127 milliards en 2022, au plus fort de la crise énergétique)⁸. Lorsque la France est exportatrice d'électricité, comme c'était le cas tous les ans depuis le début des années 1980 et à l'exception de l'année 2022, la valorisation de l'électricité exportée contribue à réduire la facture énergétique, même si son poids (5,4 Md€ en 2025, voir le chapitre Échanges) reste limité par rapport à celui des combustibles fossiles.

Ainsi, la substitution de la consommation de combustibles fossiles par l'électricité permettrait à la fois de réduire la dépendance dans les

Figure 6.5 - Balance commerciale française entre 2016 et 2025 avec un focus sur l'énergie



Sources des données : Services des douanes, INSEE et SDES. Données SDES pour la facture énergétique jusqu'en 2024 et données des douanes en 2025, au même périmètre. Graphique : RTE

4. Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, février 2026.

5. SDES, Chiffres clés de l'énergie, janvier 2026

6. Données Douane, calculs RTE. Les agrégats réalisés ici sont issus de la classification des rapports trimestriels des douanes et comprennent les produits AZ, B05-8Z, C1-C5, D, E, JZ, MN, RU.

7. Source Douanes, déficit commercial en biens, FAB/FAB. La valorisation des produits énergétiques est présentée ici avec la convention CAF/FAB puisque la correction CAF/FAB à FAB/FAB n'est disponible que pour le total.

8. Voir également le chapitre Échanges.

approvisionnements vis-à-vis des pays non européens dans le domaine stratégique de l'énergie, et de réduire le déficit commercial. Le choix de l'électrification est d'autant plus pertinent que la France dispose d'ores et déjà d'une électricité abondante et largement décarbonée, à des prix inférieurs à ceux

de la plupart des autres pays européens (voir le chapitre Prix). Les derniers travaux prospectifs de RTE ont notamment identifié une « situation stratégique (...) très avantageuse pour décarboner rapidement » l'économie française, « sans risque de conflits d'usage entre filières à électrifier »⁹.

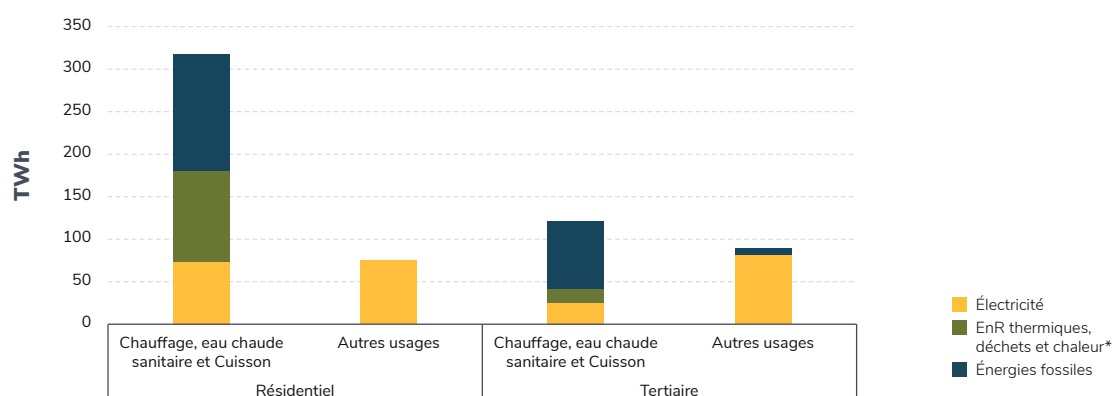
Le chauffage dans les logements et les bâtiments tertiaires dépend encore largement des fossiles

Le taux d'électrification de la consommation d'énergie finale des bâtiments s'élève à 34 % pour les logements et à 55 % pour les bâtiments tertiaires. Si certains usages tels que la ventilation ou la climatisation sont largement électrifiés, d'autres, comme le chauffage, le sont aujourd'hui beaucoup moins. En effet, malgré un taux d'électrification plus élevé que dans d'autres pays, le chauffage dépend encore largement des énergies fossiles : en 2024, elles représentaient 47 % de la consommation énergétique du chauffage résidentiel¹⁰ (dont 35 % pour le gaz naturel et 11 % pour le fioul) et 68 % de la consommation énergétique du chauffage dans les bâtiments tertiaires. L'électricité ne couvre quant à

elle que 19 % des besoins de chauffage dans le résidentiel, le reste étant couvert par d'autres sources telles que le chauffage au bois ou les réseaux de chaleur.

Il en découle que les émissions des logements et des bâtiments tertiaires sont principalement liées à l'usage de combustibles fossiles pour le chauffage¹¹. Le développement de solutions électriques et efficaces, telles que les pompes à chaleur, en remplacement des chaudières utilisant des combustibles fossiles constitue ainsi un des leviers privilégiés de la décarbonation du bâtiment.

Figure 6.6 - Consommation énergétique par usage des secteurs résidentiel et tertiaire



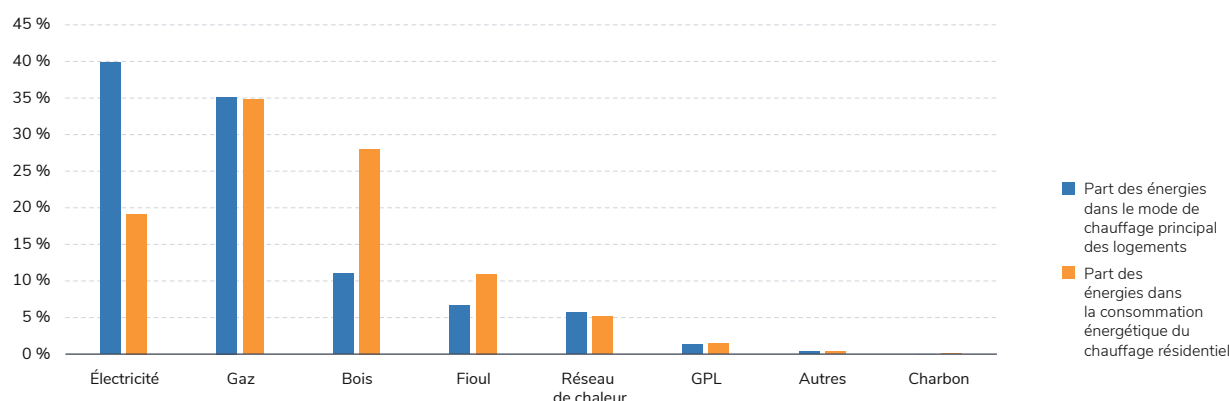
Source des données : SDES. Données de 2023 pour le résidentiel et 2020 pour le tertiaire - Graphique : RTE

9. RTE, Bilan prévisionnel – Période 2025-2035, édition 2025

10. Données SDES, « Consommation d'énergie par usage du résidentiel », 2025

11. CITEPA, « Le rapport Secten édition 2025 vient d'être publié », 2025

Figure 6.7 - Part des différentes énergies dans le mode principal de chauffage des logements et dans la consommation énergétique du chauffage résidentiel en 2024



Source des données : CEREN - Graphique : RTE

Les ventes de pompes à chaleur ont reculé depuis 2024

L'énergie de chauffage principale utilisée dans les bâtiments résidentiels ou tertiaires dépend principalement de leur année de construction. En effet, le choix dépend des infrastructures disponibles (comme les réseaux de chauffage urbain ou de gaz), des solutions techniques existantes, de leurs prix relatifs et des réglementations en vigueur.

Historiquement, le chauffage a déjà connu deux vagues d'électrification¹² : la première pendant les décennies 1970 puis 1980, sur la base de chauffages électriques « joule » principalement, en même temps que le développement du nucléaire civil en France. La seconde au cours des années 2000, sous l'effet de la hausse du prix des énergies fossiles qui entraîne une substitution des énergies de chauffages au profit de l'électricité. Pendant ces deux périodes, la part du chauffage électrique dans les logements neufs a augmenté jusqu'à dépasser 50 %.

Compte tenu de l'inertie dans l'évolution des modes de chauffage dans le secteur des bâtiments, ces vagues d'électrification se retrouvent

encore aujourd'hui dans la composition du parc de chauffage : ainsi, environ un tiers des logements (32 % en 2020) sont aujourd'hui équipés d'un chauffage électrique joule.

Après 2010, l'électrification du chauffage a été principalement portée par le développement des pompes à chaleur, notamment dans les logements neufs. Très peu développées au début des années 2000, leur consommation pour le chauffage des logements a dépassé les 10 TWh¹³ en 2023 et elles pèsent désormais pour un peu moins de 3 % de la consommation énergétique des logements résidentiels. En 2024, les pompes à chaleurs électriques étaient le système de chauffage principal d'environ 10 % des résidences principales.

Pourtant, **depuis 2024, on observe une rupture avec la dynamique de croissance des quinze dernières années.** En effet, l'année 2024 avait marqué un recul significatif des ventes de pompes à chaleur avec environ un million d'unités vendues¹⁴ soit 200 000 unités en moins par rapport à l'année précédente. **En 2025, les ventes de pompes à chaleur sont restées stables par rapport à l'année précédente¹⁵.**

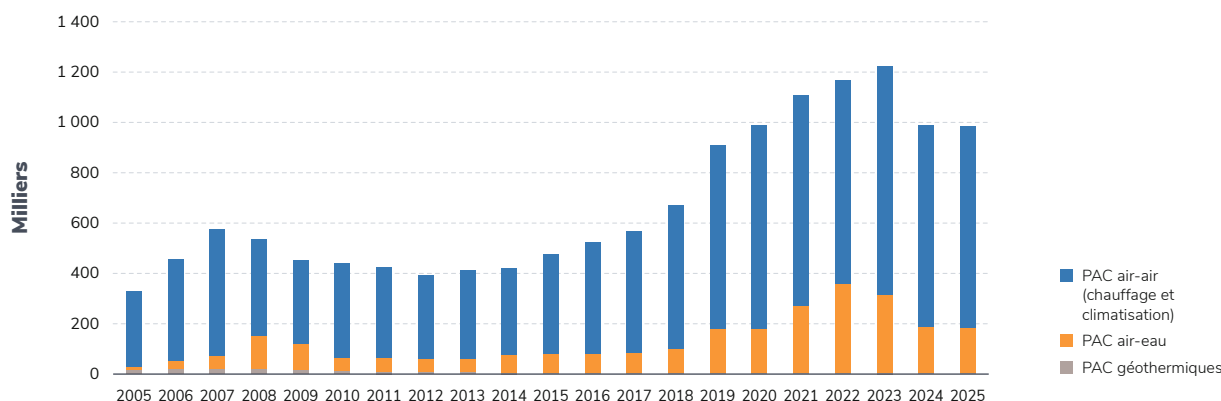
12. SDES, « Les énergies de chauffage des ménages en France métropolitaine », 2024

13. SDES, « Consommation d'énergie par usage du résidentiel », 2025

14. Parmi ce million d'unités, environ 800 000 unités sont des pompes à chaleur air-air qui peuvent servir à la fois de chauffage et de climatisation.

15. Uniclimate, « Bilan 2025 du marché du génie climatique et perspectives », 2026

Figure 6.8 - Nombre de pompes à chaleur vendues entre 2005 et 2025



Sources des données : SDES de 2005 à 2024, Uniclima pour 2025 - Graphique : RTE

La dynamique observée depuis 2024 est en partie provoquée par la tendance concernant la construction de logements neufs : on dénombre 274 600 mises en chantier de logements sur l'année 2025 soit 21,3 % de moins que la moyenne des cinq années précédentes. Par ailleurs, même si le nombre de logements autorisés en 2025 (379 000¹⁶) a progressé par rapport à 2024 (+ 14 %), il reste inférieur de 8,8 % par rapport à la moyenne des cinq années précédentes.

Le nombre total de rénovations thermiques est en baisse mais le nombre de rénovations d'ampleur est en hausse

Le parc de logements est caractérisé par une forte inertie : la construction annuelle de nouveaux bâtiments est de l'ordre de plusieurs centaines de milliers d'unités alors que le parc de résidences principales s'élève à plusieurs dizaines millions de logements (38,4 millions de logements au 1^{er} janvier 2025).

Ces ordres de grandeur mettent en lumière l'intérêt des rénovations des logements existants, en particulier en ce qui concerne le remplacement du

système de chauffage, pour réduire à la fois leur consommation d'énergie fossile et leurs émissions de gaz à effet de serre.

Au 1^{er} janvier 2025, la classe de diagnostic de performance énergétique (DPE) la plus représentée dans le parc de logements était la classe « D ». Les logements les moins performants, notés F et G (souvent désignés par le terme « passoires thermiques ») représentaient encore 3,9 millions¹⁷ de résidences principales (environ 12,7 % du parc) en 2025 et sont les cibles prioritaires des politiques de rénovation thermique. La part de ces logements dans le parc a diminué en 2025 : environ 327 000 logements en moins, soit 1,2 points en moins dans le parc.

Aujourd'hui, la rénovation thermique des bâtiments est accompagnée par l'État, principalement via le dispositif MaPrimeRenov'. Ce dispositif aide à financer une partie des travaux de rénovation, qu'ils soient « par geste », c'est-à-dire correspondant à un geste unique comme le changement de mode de chauffage ou l'isolation du bâtiment, ou des « rénovations d'ampleur », les plus performantes, bénéficiant d'un accompagnement sur mesure.

16. SDES, « Stat info Logements N° 791 : Construction de logements - résultats à fin décembre 2025 », janvier 2026

17. Au premier janvier 2026, une évolution du facteur de conversion de l'énergie finale en énergie primaire de l'électricité est passée de 2,3 à 1,9 ce qui – entre autres – aura pour conséquence de faire sortir du statut de passoire énergétique un certain nombre de ces logements et à plus long terme de favoriser le chauffage électrique par rapport aux autres modes de chauffage plus carbonés.

Le guichet MaPrimeRenov' a été temporairement suspendu lors de la séquence budgétaire 2025-2026 si bien que les données mises à disposition par l'ANAH pour l'année 2025 s'arrêtent au troisième trimestre. Il a été réouvert lors de la promulgation de la loi de finances 2026 et dispose d'un budget de 3,6 milliards d'euros pour cette année (3,4 milliards en 2025) ce qui devrait permettre «le financement d'au moins 120 000 rénovations d'ampleur et 150 000 rénovations par geste»¹⁸.

Depuis 2024, l'ANAH favorise plus les rénovations d'ampleurs que par le passé, ce qui explique en partie

la rupture dans le nombre de logements rénovés – en baisse par rapport à avant 2024 (226 000¹⁹ logements fin T3 25) – et dans les montants d'aide accordés, qui eux sont sensiblement à la hausse (2,7 milliards d'euros fin T3 2025 contre 1,85 milliards d'euros fin T3 2024). Comparativement à la même période sur l'année 2024, le nombre de rénovations est stable mais les rénovations d'ampleur, plus conséquentes et efficaces, ont été effectuées dans 77 650 logements contre 42 700 en 2024. Elles concentrent désormais 82 % du montant des aides accordées contre 60 % l'année précédente.

18. france Renov', MaPrimeRénov' : réouverture du guichet à la promulgation de la loi de finances, 2026

19. Les chiffres présentés ici s'arrêtent au 3^e trimestre 2025 puisque le guichet de l'ANAH est actuellement suspendu en l'attente de l'adoption du projet de loi finance 2026.

La mobilité électrique poursuit son développement, mais la consommation des transports est encore couverte à 90 % par les combustibles fossiles

Le secteur des transports est à la fois le plus consommateur d'énergie finale (un tiers de la consommation finale énergétique française) et le plus émetteur de gaz à effet de serre (un tiers des émissions de gaz à effet de serre) en France. Au sein du secteur, c'est le transport routier de personnes et de marchandises, alimenté en grande partie par des produits pétroliers, qui est à l'origine de l'essentiel de la consommation énergétique et par conséquent des émissions de gaz à effet de serre (53 % pour les véhicules particuliers, 22 % pour les poids lourds, 15 % pour les véhicules utilitaires légers²⁰).

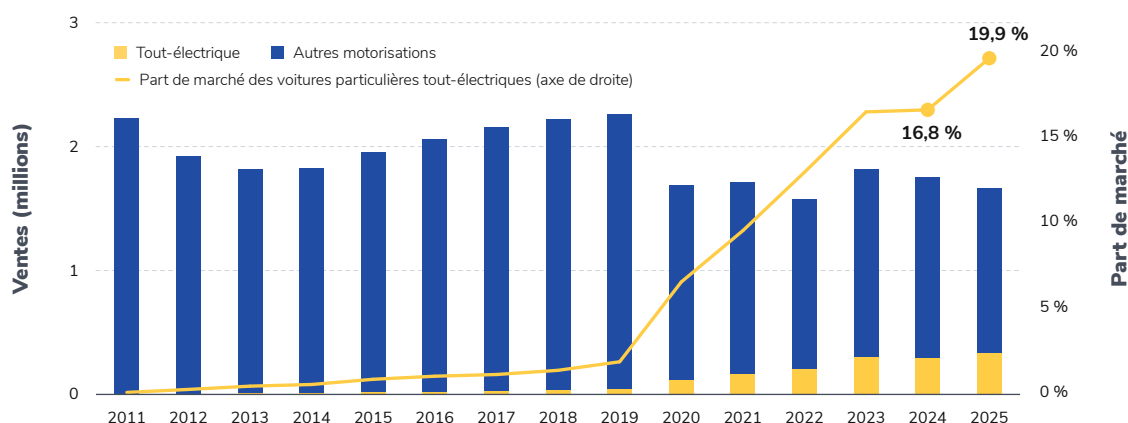
Le développement du véhicule électrique est un des leviers principaux permettant de remplacer efficacement l'utilisation des énergies fossiles dans les transports, en particulier en ce qui concerne les transports routiers. Le parc automobile français est composé de près de 43 millions de véhicules légers (voitures particulières et véhicules utilitaires légers)

dont 1,7 million sont d'ores et déjà (à fin 2025) des véhicules tout-électriques²¹. S'ajoutent 850 000 véhicules hybrides rechargeables, qui utilisent à la fois des combustibles fossiles et de l'électricité.

Les ventes de véhicules électriques ont repris leur progression mais doivent encore accélérer pour atteindre les objectifs publics

En 2025, les ventes de véhicules particuliers tout-électriques ont dépassé les 330 000 unités, soit le volume le plus élevé jamais atteint en France²². Cela représente une hausse de 12 % par rapport à l'année précédente, malgré la baisse des aides à l'achat survenue courant 2025. Leur part de marché a augmenté pour atteindre près de 20 %, contre 16,8 % en 2024 : ainsi, **en 2025, un véhicule particulier vendu sur cinq était un véhicule tout-électrique.**

Figure 6.9 - Ventes de voitures particulières tout-électriques neuves en France entre 2011 et 2025



Source des données : SDES - Graphique : RTE

20. SDES, Bilan annuel des transports en 2024 | Données et études statistiques, novembre 2025

21. Avere-France, [Baromètre] Décembre 2025 : les véhicules 100 % électriques signent un mois record à 46 282 immatriculations !, janvier 2026

22. Périmètre : France entière

Depuis 2011, les ventes de ces véhicules n'ont cessé de croître annuellement en France, à l'exception de 2024 où elles s'étaient stabilisées, alors que le marché automobile dans son ensemble ralentit depuis 2024. Ainsi, le parc de véhicules particuliers tout-électriques a atteint 1,5 million d'unités fin 2025. À cela s'ajoutent 825 000 voitures hybrides, contre respectivement 1,2 million de voitures tout-électriques et 721 000 voitures hybrides en 2024.

La consommation électrique des véhicules particuliers (tout-électriques et hybrides rechargeables) représente de l'ordre de 4 TWh en 2025, en hausse de 33 % par rapport à l'année précédente²³. Cela représente environ 6 % du parc de voitures particulières, le taux de renouvellement du parc automobile s'élevant à environ 5 % par an.

La dynamique concernant les autres catégories de véhicules électriques est également positive. Le nombre

Figure 6.10 - Part des véhicules tout-électriques dans le parc et les nouvelles immatriculations

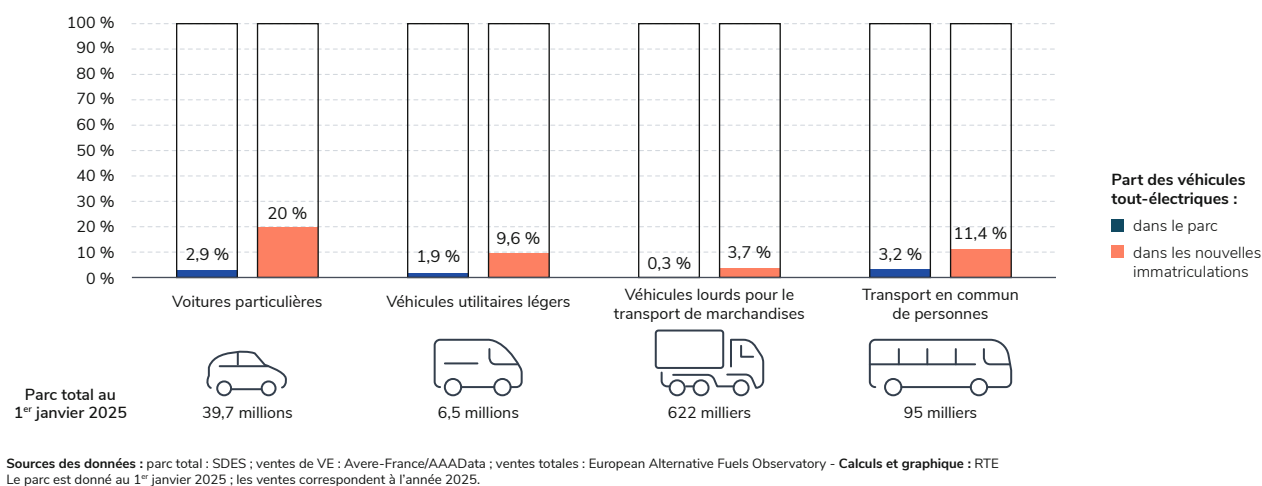
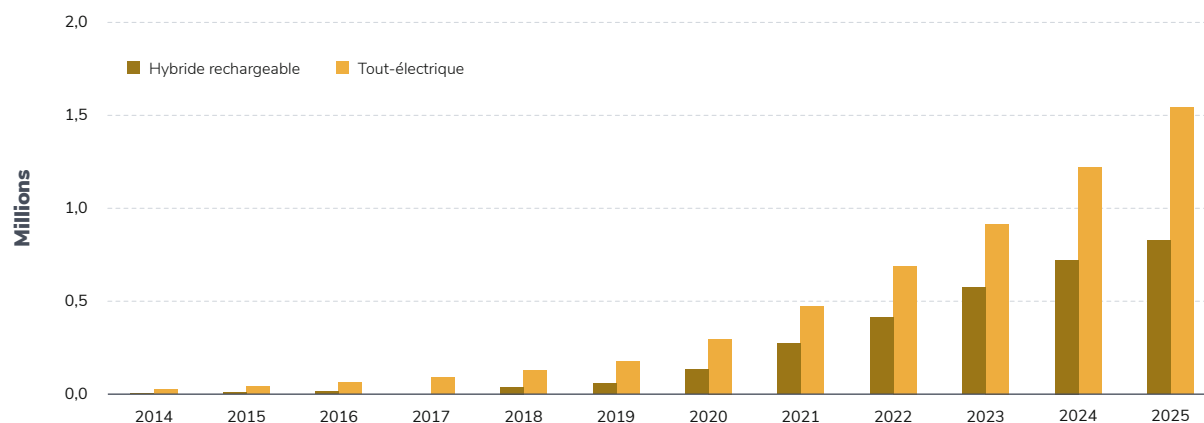


Figure 6.11 - Évolution du parc de voitures tout-électriques et hybrides rechargeables entre 2014 et 2025



23. Il s'agit d'une estimation sur la base du parc de véhicules et d'hypothèses de kilométrie et de consommation kilométrique.

d'immatriculations de véhicules utilitaires légers, de véhicules de transport en commun de personnes et de poids lourds tout-électriques a augmenté respectivement de 28 %, 8 % et 39 %²⁴ entre 2024 et 2025.

L'électrification de ces segments est moins avancée que pour les véhicules particuliers mais croît rapidement : en effet, les véhicules tout-électriques ont représenté respectivement 9,6 %, 11,4 % et 3,7 % des nouvelles immatriculations en 2025 dans les trois catégories. Ces véhicules restent cependant encore minoritaires dans le parc existant.

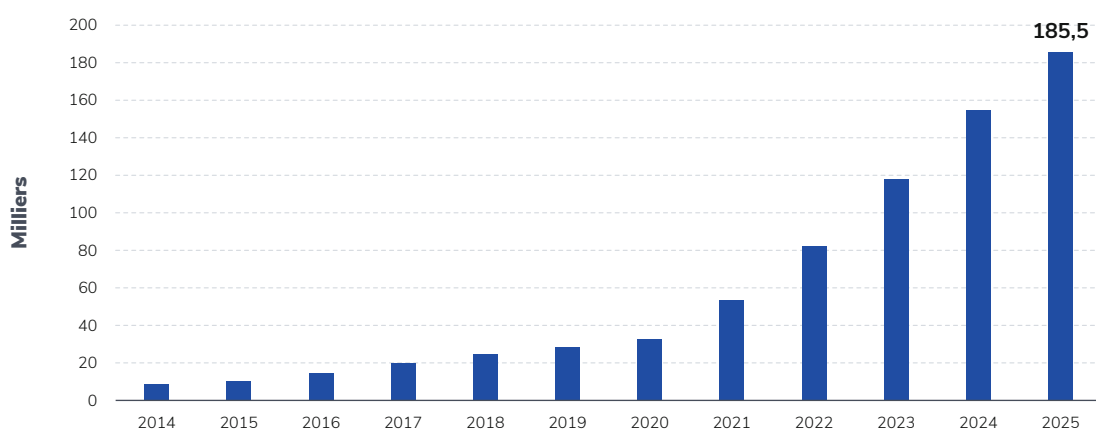
L'effet de la progression des ventes de véhicules électriques est visible dans les émissions moyennes de gaz à effet de serre des véhicules neufs, qui sont en baisse continue depuis 2020. Elles sont en effet passées de 111 g/km en 2020 à 83 g/km pour les véhicules particuliers et de

177 g/km à 163 g/km pour les véhicules utilitaires légers, même si toute la baisse n'est pas attribuable uniquement aux véhicules électriques, une partie de celle-ci venant de l'amélioration de l'efficacité des moteurs thermiques.

Le développement des infrastructures de recharge reste dynamique malgré un ralentissement en 2025

Le développement des infrastructures de recharge s'est également poursuivi en 2025 avec l'installation de près de 31 000²⁵ bornes de recharge publiques soit une hausse de 20 % pour un parc total de 185 500 bornes. La tendance haussière reste forte malgré un ralentissement du rythme de progression du nombre d'installations qui était en moyenne de +48 % par an entre 2021 et 2024.

Figure 6.12 - Évolution du nombre de points de recharge ouverts au public par année en France



Source des données : Avere-France

24. CCFA/AAA-DATA, Immatriculations mensuelles par énergie

25. Avere-France

L'électrification des usages est une opportunité pour l'industrie française mais elle tarde à se concrétiser

Le secteur industriel représentait 17 % des émissions de gaz à effet de serre en France en 2024²⁶. Les activités énérgo-intensives (chimie, métallurgie, sidérurgie, agroalimentaire, bois, papier, fabrication de caoutchouc, plastique, verre) sont dans l'ensemble les plus émettrices de gaz à effet de serre. L'approvisionnement énergétique du secteur est encore largement assuré par les combustibles fossiles, avec une prédominance du gaz naturel, même si leur part recule progressivement : elle est passée de 63 % en 1990 à 48 % en 2024, notamment grâce au recours aux bioénergies et aux réseaux de chaleur.

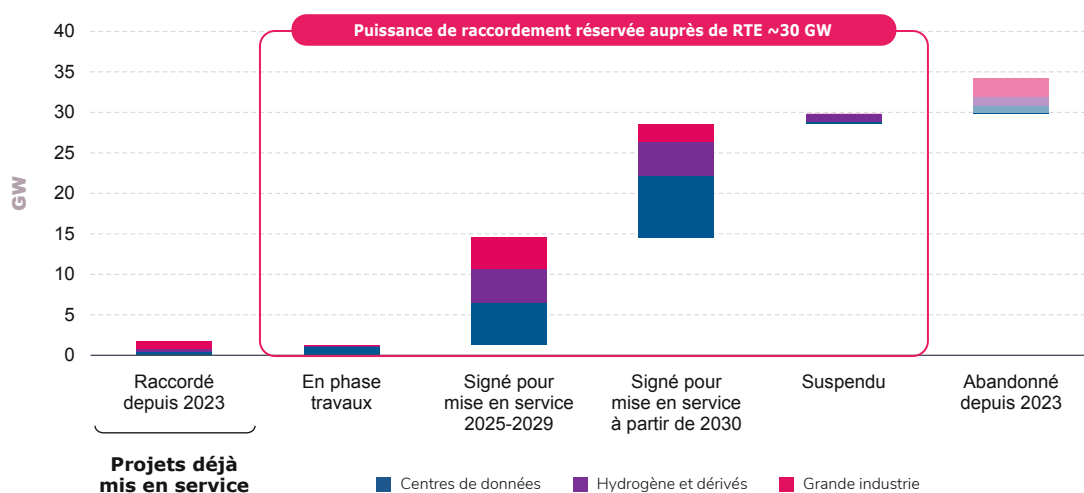
En revanche, la part de l'électricité dans la consommation finale du secteur industriel n'a que légèrement progressé au cours des 25 dernières années, passant de 32 % en 1990 à 36 % en 2024.

La consommation finale d'électricité du secteur de l'industrie est tendanciellément en baisse depuis près de deux décennies en France, tout comme sa consommation d'énergie finale tous vecteurs confondus. Cette tendance reflète notamment l'effet des actions

d'efficacité énergétique, qui ont été largement développées dans ce secteur au cours des dernières décennies, ainsi que la baisse d'activité dans les secteurs électro-intensifs, qui s'est cependant arrêtée à partir des années 2010. Depuis quinze ans la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'est globalement stabilisée autour de 10 % (elle était de 16 % en 2000).

Comme l'a souligné le Bilan prévisionnel 2025, plus de 170 grands projets dans l'industrie et le numérique sont en cours de développement pour contribuer à la décarbonation des sites industriels existants, à la réindustrialisation ou à la souveraineté numérique. Même si pour l'instant les effets sur la consommation du secteur ne sont pas visibles, de nombreux projets d'électrification ainsi que de nouveaux sites industriels se sont vus attribuer des droits d'accès au réseau de transport d'électricité. Ils atteignaient au premier novembre 2025 environ 30 GW, dont 14 GW de datacenters, 9,5 GW pour des unités de production d'hydrogène et 6,5 GW pour des projets d'électrification de sites industriels existants ou bien de nouveaux sites industriels.

Figure 6.13 - Répartition des droits d'accès au réseau de transport selon leur statut (situation à fin novembre 2025)



26. Citepa – Secten, Émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques 1990-2024, 2025

Sur ces 30 GW, environ la moitié concerne des projets dont une mise en service est prévue pour la période 2025-2029 et qui devrait conduire à une hausse de la consommation dans les années à venir, même si celle-ci est difficile à estimer précisément du fait des incertitudes qui pèsent sur les vitesses de montée en charge et les taux de réalisation des projets. En effet, ces demandes ne sont pas engageantes et RTE ne dispose pas d'informations sur le niveau de maturité et d'avancement du projet formulé par l'acteur. Le dispositif doit désormais être repensé autour d'un recensement sectoriel des projets pour maximiser les chances d'obtenir des concrétisations industrielles conformément au cadre prévu par la délibération de la CRE du 23 juillet 2025.

En matière de réalisations concrètes, un premier projet d'envergure dans l'hydrogène a été raccordé au réseau de RTE à l'automne 2025. Il s'agit du projet Normand'Hy, porté par le groupe Air Liquide à Port-Jérôme-sur-Seine, qui permettra de produire de l'hydrogène bas-carbone à partir d'électrolyse et ainsi de décarboner en particulier l'hydrogène utilisé par la raffinerie de Normandie de Total Énergies, située à proximité. La mise en service opérationnelle de ce projet est prévue au cours de l'année 2026.

Pour ce qui est de l'industrie manufacturière, on peut également citer le remplacement d'une chaudière à gaz par une chaudière électrique pour la production d'alumines par le groupe Alteo à Gardanne (8 MW), installation de fours électriques dans le secteur verrier (chez Verallia à Cognac ou le groupe Pochet en Seine-Maritime), ainsi que dans la métallurgie avec le projet Vulcain de Saint-Gobain PAM à Foug en Meurthe-et-Moselle (four électrique de 20 MW venant remplacer un four à cubilots au charbon). Enfin,

on peut également mentionner la mise en place d'un démonstrateur de pompe à chaleur industrielle haute température dans le secteur papetier, avec le projet TransPAC de WEPA Greenfield à Château-Thierry.

Des dispositifs de soutien existent pour faciliter et accompagner les investissements dans les projets de décarbonation par l'électrification des usages car ces derniers nécessitent le plus souvent des investissements élevés. L'un des dispositifs existants est le programme d'investissements France 2030²⁷, qui participe notamment au financement de l'Appel d'offres Grands Projets Industriels de Décarbonation (AO GPID) opéré par l'ADEME²⁸. Cet appel d'offres permet de soutenir les plus gros projets de décarbonation industrielle, en accompagnant les lauréats sur quinze ans. La première édition a permis de sélectionner sept projets qui permettront d'éviter 3,8 Mt_{CO2eq}/an, soit 24 % des émissions nationales du secteur industriel à abattre d'ici 2030, avec une enveloppe de 1,6 milliard d'euros. Deux de ces projets ont pour objectif de remplacer des équipements fonctionnant à partir d'énergies fossiles : l'un par une chaudière électrique, l'autre par un four alimenté par de l'hydrogène vert. Des dispositifs existent aussi au niveau européen avec le fond pour l'innovation européen dédié à la réduction des émissions de GES²⁹.

L'abondance de la production d'électricité française, bas-carbone et compétitive constitue aujourd'hui un atout pour renforcer la souveraineté énergétique de la France et réduire le poids des importations d'énergies fossiles dans la balance commerciale en développant ces nouveaux usages. Il apparaît désormais essentiel de pouvoir accélérer la concrétisation de ce type de projets.

27. Ministère de l'économie, France 2030 : un plan d'investissement pour la France, octobre 2023

28. DGE, Industrie décarbonée, industrie compétitive : point d'étape sur l'action de l'État, février 2026

29. DGE, Fonds pour l'innovation européen : 14 projets lauréats pour la France, novembre 2025

L'Europe

BILAN ÉLECTRIQUE 2025

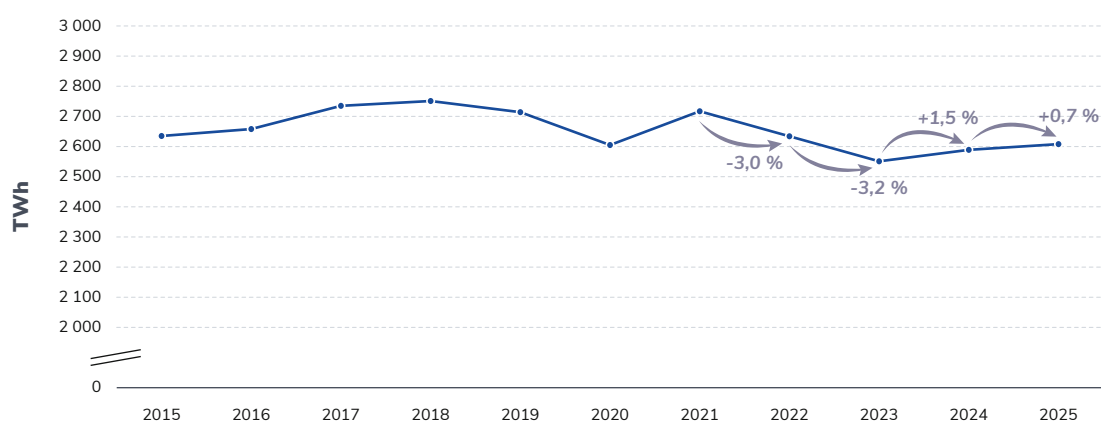
La consommation européenne d'électricité est restée stable en 2025 après le rebond de 2024

La consommation d'électricité brute, c'est-à-dire non corrigée des effets météorologiques et calendaires, est restée relativement stable¹ en 2025 (+0,7 %) sur le périmètre de l'Union européenne², par rapport à l'année précédente.

Après deux années de fortes baisses (-3,0 % et -3,2 %) en 2022 et 2023 liées à la crise énergétique

ainsi qu'à des hivers plus chauds, la consommation européenne avait marqué un léger rebond en 2024 (+1,5 %) tout en restant en dessous du seuil de consommation d'avant les crises sanitaire et énergétique. C'est le cas également en 2025, où la consommation reste inférieure de 3,4 % au niveau moyen de 2015-2019.

Figure 7.1 - Évolution de la consommation brute (c'est-à-dire non corrigée des aléas météorologiques et calendaires) d'électricité en Europe (périmètre : UE-27)



Sources des données : Eurostat, ENTSO-E – Calculs : RTE

1. L'analyse porte sur la consommation non corrigée des effets météorologiques et calendaires car les données de consommation corrigées de ces effets ne sont pas disponibles pour les autres pays européens. L'année 2024 ayant été bissextile, l'augmentation entre 2023 et 2024 aurait été un peu plus faible sans cet effet (+1,2 %) et celle entre 2024 et 2025 un peu plus élevée (+1,0 %).
2. Le périmètre considéré est ici l'Union européenne à 27 états membres, le Royaume-Uni n'est pas comptabilisé, même dans les années pré-Brexit, pour conserver un périmètre constant et faciliter l'analyse.

Cette stabilité de la consommation à des niveaux relativement faibles confirme la persistance à court-terme des déterminants de baisse de la demande des années précédentes en Europe, notamment les effets de l'efficacité énergétique et des actions de sobriété ainsi que la baisse de la production industrielle dans plusieurs pays, notamment du fait du contexte macro-économique global.

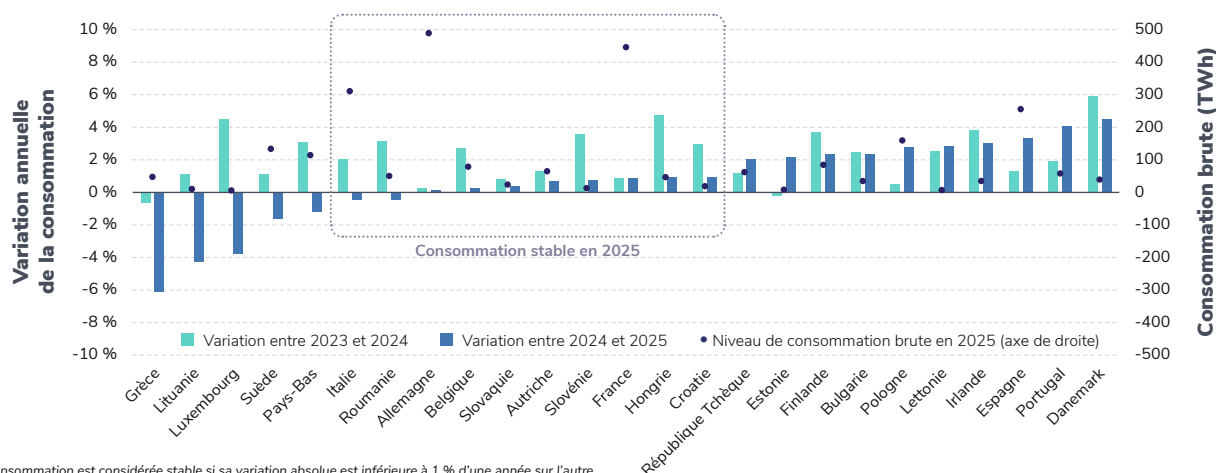
Les effets de l'électrification restent pour le moment peu visibles, malgré des progrès (encore limités) dans les taux d'électrification de quelques pays. L'électrification est un levier central dans les stratégies de diminution du recours aux énergies fossiles à moyen terme pour de nombreux pays européens. Dans certains scénarios³, l'Allemagne pourrait par exemple être concernée par une hausse de près de 80 % de sa consommation au cours des 10 prochaines années, l'Espagne et la Grande-Bretagne par une hausse de près de 45 %.

Les évolutions de la consommation en 2025 ont été assez contrastées pour les différents pays, et d'ampleur moindre que celles de 2024 par rapport à 2023. Dans les trois pays qui sont les plus grands consommateurs (Allemagne, France et Italie), la consommation est restée relativement stable entre 2024 et 2025.

Certains pays se démarquent cependant de la tendance générale. En Grèce, la forte baisse de la consommation (-6 % par rapport à 2024) s'est concentrée sur les mois de juin, juillet et août (-13 % en moyenne par rapport aux mêmes mois de l'année précédente). La Grèce est le pays le plus chaud de l'UE, en particulier l'été, et le recours à la climatisation y est donc important. L'été 2024 y avait été le plus chaud jamais enregistré, avec une température moyenne de 27,7 °C. L'été 2025 fut légèrement plus frais, la consommation d'électricité hellène a donc été inférieure lors des mois de juin à août 2025 par rapport à l'année précédente, avec un effet marqué sur la consommation annuelle.

À l'inverse, le Danemark est le pays dont la consommation a connu la plus forte hausse en 2024 (+6 %) et en 2025 (+5 %). C'est également un des pays dont le taux d'électrification a le plus augmenté parmi les pays de l'Union européenne au cours des dix dernières années (+7 points⁴, pour une moyenne de +3 points dans l'UE-27), indiquant le caractère structurel de cette hausse de consommation. La hausse de la part d'électricité dans la consommation finale est observée dans tous les secteurs, avec notamment le développement des véhicules électriques (le Danemark est le pays de l'UE avec le plus haut taux d'équipement en véhicules électriques⁵), l'utilisation

Figure 7.2 - Évolution de la consommation brute (c'est-à-dire non corrigée des aléas météorologiques et calendaires) d'électricité par pays en Europe



La consommation est considérée stable si sa variation absolue est inférieure à 1 % d'une année sur l'autre

3. Allemagne : BNetzA, Espagne : ERAA24, Grande-Bretagne : FES2024

4. Source : Our World in Data, variation entre 2015 et 2024

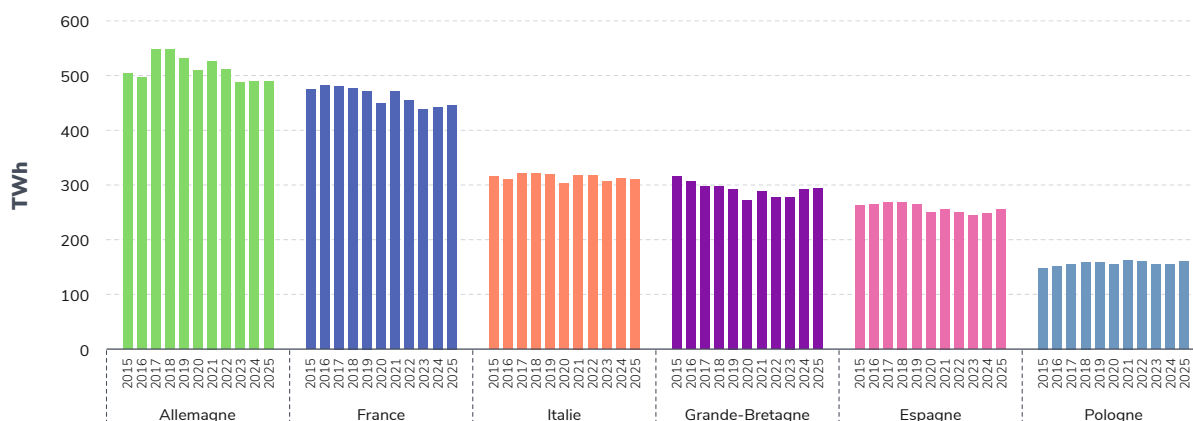
5. European Commission, European Alternative Fuels Observatory, 2024

accrue des pompes à chaleur dans les logements et le développement de centres de données⁶. Par ailleurs, le Danemark est le pays de l'UE dont la production industrielle a connu la plus forte progression en 2024 et 2025, ce qui a également contribué à la dynamique haussière de la consommation d'électricité.

Après une faible hausse en 2024, la consommation espagnole a augmenté de 3 % en 2025. Une partie importante de cette hausse s'est concentrée sur les mois de mars et de juin. Le mois de mars 2025 a été

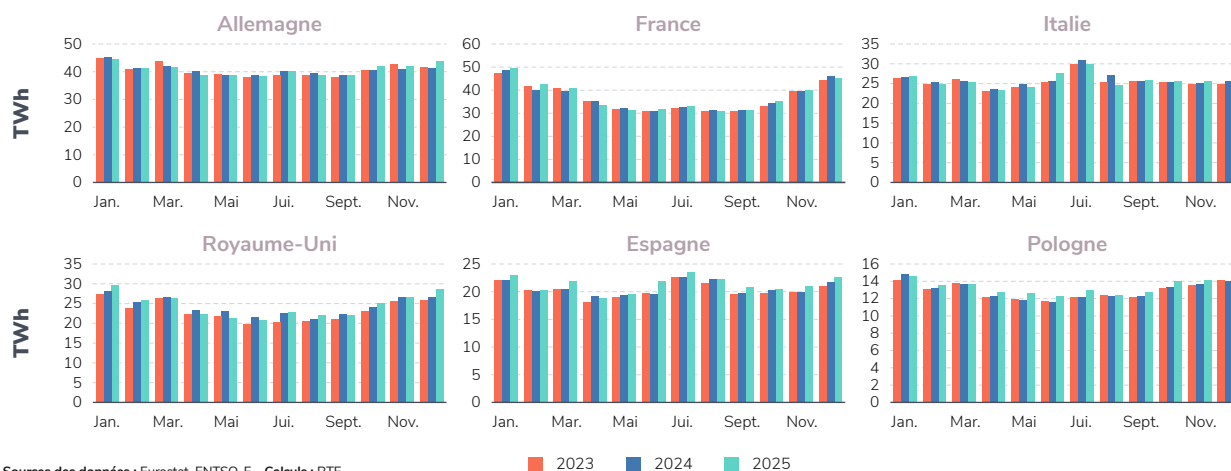
le mois le plus pluvieux depuis 2018⁷, entraînant une hausse de l'humidité, une chute des températures de 3 à 4 degrés en milieu de mois par rapport à mars 2024, et en conséquence un besoin accru d'énergie pour le chauffage. Le mois de juin 2025 a quant à lui été le mois de juin le plus chaud jamais enregistré en Espagne, se situant 0,8 °C au-dessus du précédent record de 2017⁸ et excédant même la moyenne des températures de juillet-août. Dans ce contexte, la consommation a augmenté de 2,4 TWh au cours du mois de juin par rapport au même mois de l'année

Figure 7.3 - Évolution de la consommation brute (c'est-à-dire non corrigée des aléas météorologiques et calendaires) d'électricité pour les six pays qui sont les principaux consommateurs européens



Sources des données : Eurostat, ENTSO-E, National Grid – Calculs : RTE

Figure 7.4 - Évolution de la consommation mensuelle brute (c'est-à-dire non corrigée des aléas météorologiques et calendaires) d'électricité pour les six pays qui sont les principaux consommateurs en Europe



Sources des données : Eurostat, ENTSO-E – Calculs : RTE

6. Energistyrelsen, Årlig energistatistik, 2024

7. Euronews, Espagne : un record de pluie au mois de mars, 2025

8. Miteco, Junio de 2025 fue el mes más anómalamente cálido en España desde que hay registros, 2025

précédente, ce qui représente près du tiers de la hausse de la consommation espagnole sur l'année.

La baisse ou la stagnation de la consommation de certains pays au cours des dernières années peut trouver une de ses sources dans la diminution de la production industrielle.

Parmi ces pays, l'Allemagne et l'Italie sont les deux plus gros producteurs industriels de l'UE, représentant environ 45 % de sa production manufacturière totale. Ils font également partie des pays dont la production industrielle a enregistré la plus forte baisse en 2024 suivie par une légère reprise en cours d'année 2025 pour l'Italie. En Allemagne, la production industrielle a continué sa diminution au cours de l'année 2025, malgré une inversion de tendance au 4^e trimestre. Cette baisse a été le reflet de prix de l'électricité particulièrement élevés par rapport aux pays concurrents, notamment pour les secteurs grands consommateurs d'énergie, comme l'automobile et l'acier, sous les effets persistants de la crise énergétique de 2022. Le gouvernement allemand envisage un plan de subvention des prix de l'électricité pour ces secteurs à partir de 2026 jusqu'en 2028⁹.

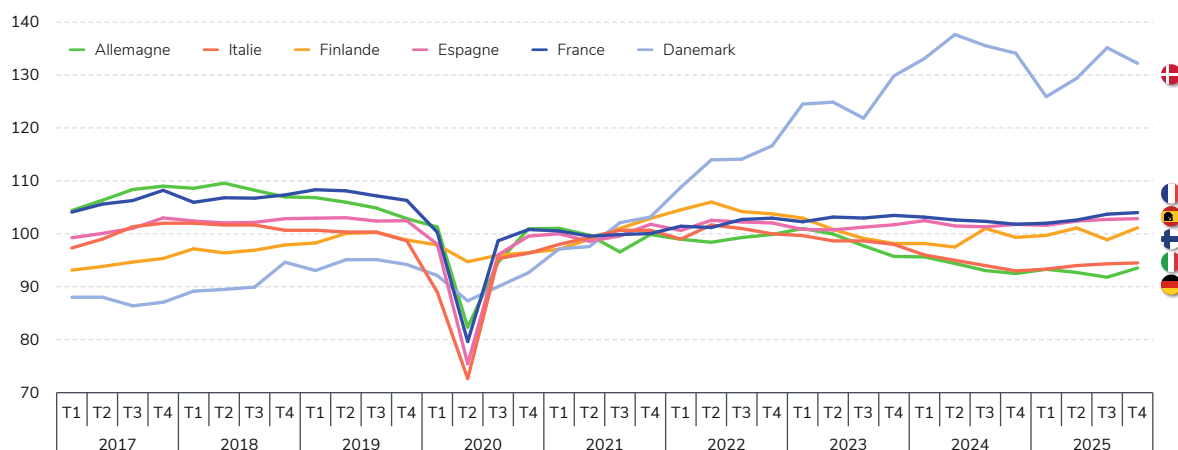
Globalement, les températures ont été plus faibles en début d'année 2025 qu'à la même période en 2024. Si cet écart a entraîné ponctuellement à la hausse la consommation de la France et de l'Espagne, son effet a été moins visible dans les consommations des

autres pays, où les autres déterminants mentionnés ont eu un effet prépondérant.

La consommation des pays européens est historiquement thermosensible, à des degrés différents, sous l'effet du recours au chauffage électrique en automne-hiver et à la climatisation pendant l'été. Si tous les pays européens affichent une thermosensibilité hivernale, celle-ci est actuellement plus prononcée en France que dans d'autres pays, y compris des pays plus froids en hiver comme l'Allemagne, en raison d'un recours plus élevé au chauffage électrique. À titre d'exemple, la consommation française d'un mois de janvier, février ou mars est supérieure d'environ 20 % à celle des autres mois, contre moins de 10 % en Allemagne. Au mois de janvier, mois le plus froid de l'année, la différence est particulièrement marquée avec un niveau de consommation en France qui est généralement le plus haut de l'année.

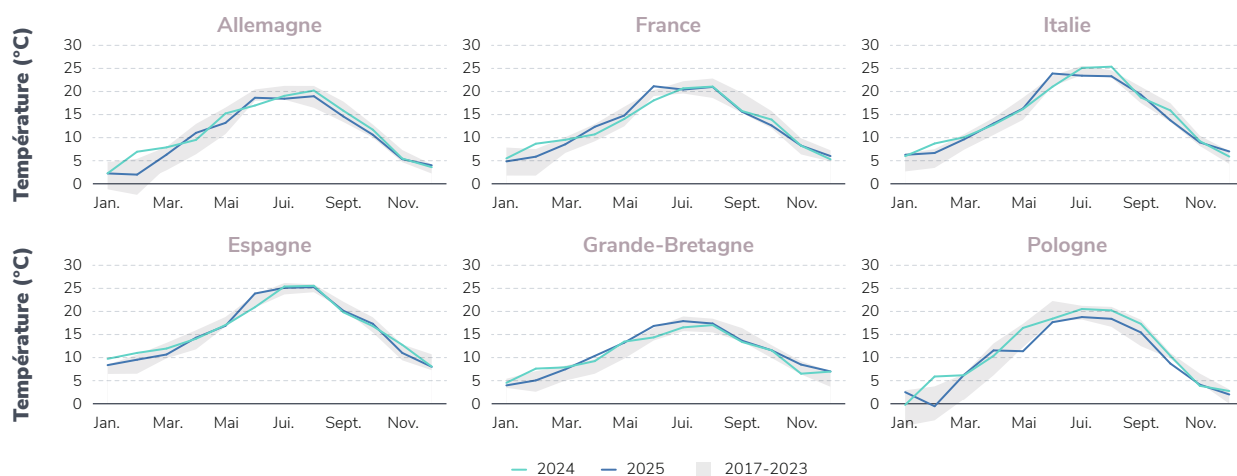
À l'inverse, dans d'autres pays comme l'Espagne ou l'Italie, le recours au chauffage électrique est moindre, du fait de la part assez importante de production thermique fossile dans le parc électrique au cours des années 1970-2000 (quand le chauffage s'est massivement électrifié en France), qui rendait le recours au chauffage électrique moins intéressant. Ces pays ont historiquement privilégié le recours au chauffage au gaz ou au fioul. Pour ces deux pays, la consommation électrique des mois de janvier à mars est donc

Figure 7.5 – Évolution trimestrielle de l'indice de la production industrielle manufacturière pour une sélection de pays européens (base 100 en 2021, corrigée des effets calendaires et saisonniers)



9. France24, German plans to lower industrial power costs from January, novembre 2025

Figure 7.6 – Évolution de la température ajustée à la population pour les six pays qui sont les principaux consommateurs européens



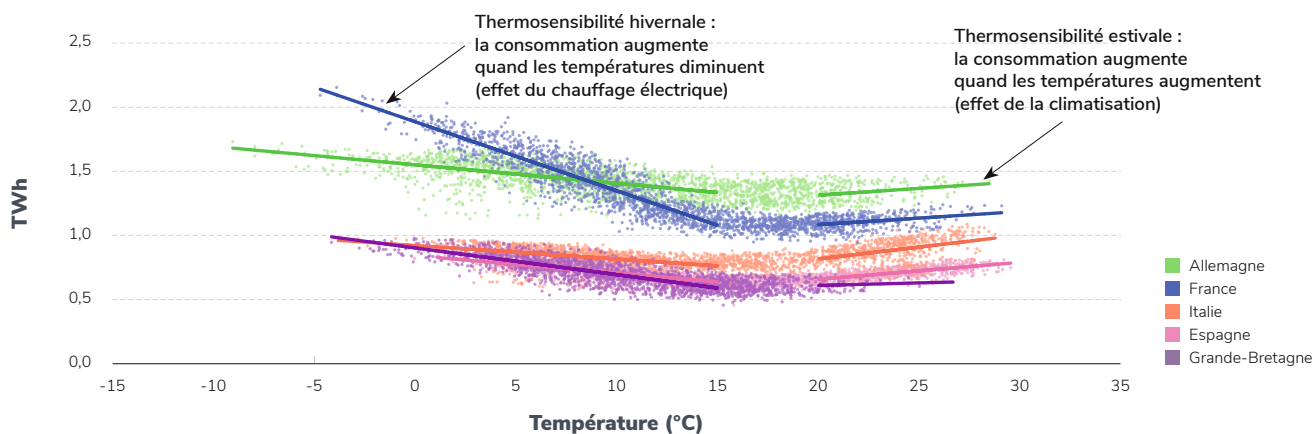
Sources des données : ERA 5 TAW

relativement similaire à celle des autres mois (+4 % en moyenne pour l'Espagne et +1 % en Italie). À l'inverse, la consommation atteint son niveau le plus élevé au mois de juillet, l'un des plus chauds de l'année, où elle est nettement supérieure à celle des autres mois (+10 % en moyenne pour l'Espagne, +18 % en Italie). La consommation du mois d'août est moins élevée que celle de juin, notamment du fait de la baisse de l'activité économique liée aux congés d'été.

L'augmentation de la consommation par degré perdu pour les basses températures est restée quasiment constante au cours des dix dernières années pour les

pays analysés (les cinq pays dont la consommation est la plus élevée). En effet, même si les pompes à chaleur électriques commencent à se développer, celles-ci sont surtout installées dans les constructions neuves bien isolées et présentent donc un impact limité sur la consommation hivernale. À moyen terme, le développement des pompes à chaleur électriques doit néanmoins s'accélérer en vue d'atteindre les objectifs climatiques et toucher également les logements anciens (via les efforts de rénovation), ce qui pourrait contribuer à terme à faire augmenter la thermosensibilité de la consommation électrique en hiver dans de nombreux pays européens.

Figure 7.7 – Consommation journalière en fonction de la température pour une sélection de pays européens entre 2017 et 2025 (jours ouvrés uniquement)



Sources des données : ECMWF ERA5 Reanalysis, ENTSO-E, RTE - Graphique : RTE

La production d'électricité européenne totale est restée stable et la production solaire et éolienne a dépassé la production fossile pour la deuxième année consécutive

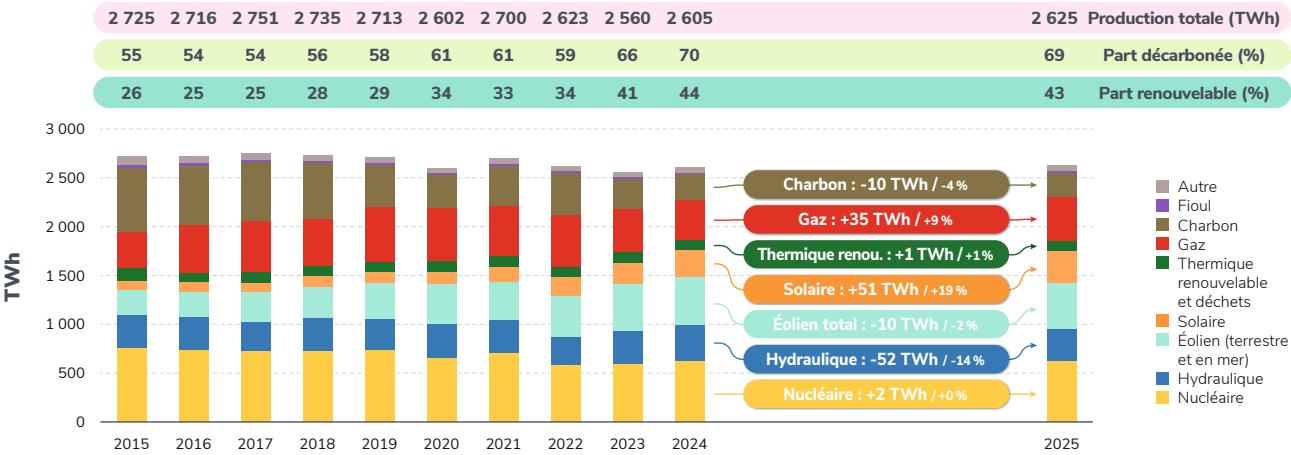
En cohérence avec la stagnation de la consommation électrique, le volume d'électricité produit sur le périmètre de l'Union européenne est resté relativement stable en 2025 par rapport à 2024 (+0,8 %, +20 TWh), avec cependant des variations marquées selon les filières.

Avec une augmentation de 19 % (+51 TWh, dont seulement +8 TWh en France) en 2025 par rapport à 2024, la production solaire a affiché la plus

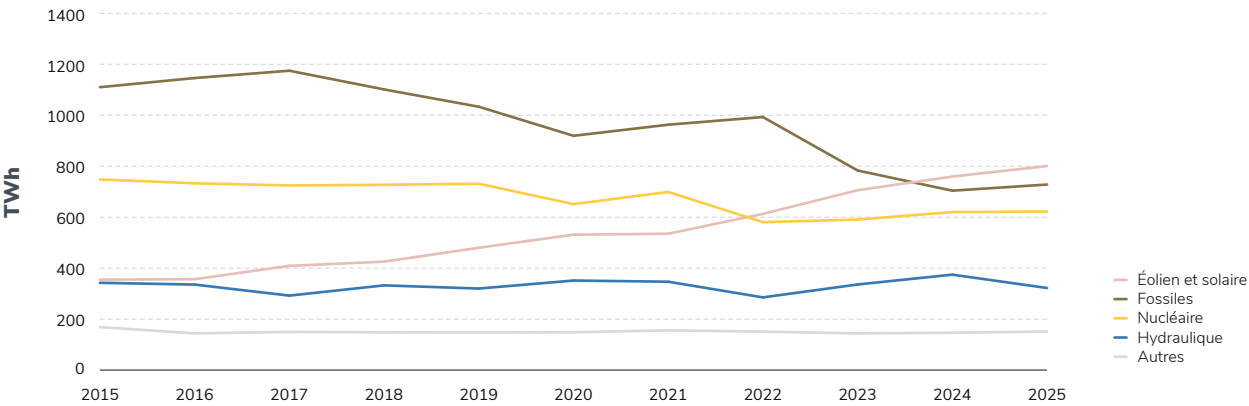
forte progression, à un rythme similaire à celui de l'année précédente. La production éolienne a légèrement diminué (-2 %, -10 TWh), sous l'effet de conditions météorologiques moins favorables qu'en 2024.

La production hydraulique a reculé de manière significative en 2025 (-14 %, -52 TWh), après une année 2024 exceptionnelle, pour retrouver un niveau proche de la moyenne des dix années précédentes.

Figure 7.8 - Évolution de la production d'électricité en Europe (périmètre UE-27)

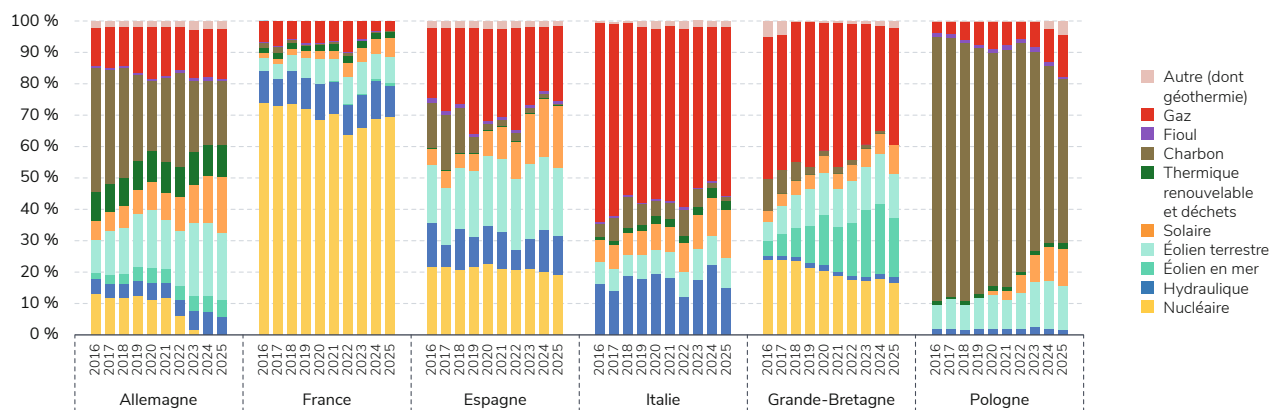


Sources des données : ENTSO-E, Energy-Charts, RTE, REE, NedNL, CBS - Graphique : RTE



Sources des données : ENTSO-E, Energy-Charts, RTE, REE, NedNL, CBS - Calculs : RTE

Figure 7.9 – Évolution des mix électriques pour les six pays qui sont les plus gros producteurs européens, entre 2016 et 2025



Sources des données : ENTSO-E, Energy-Charts, RTE, REE, National Grid

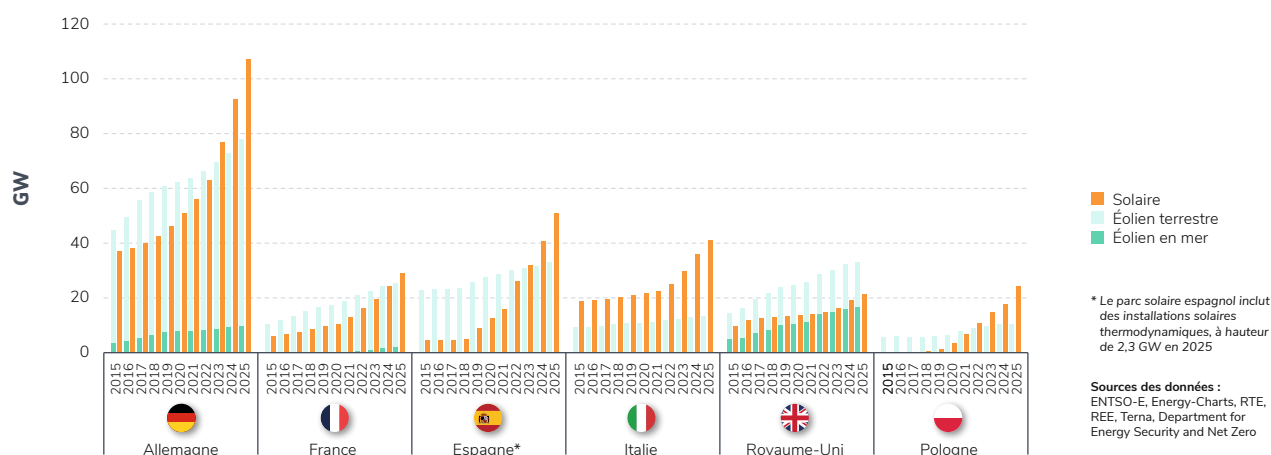
Dans ce contexte, la production fossile a légèrement augmenté (+3 %, +24 TWh), principalement portée par le gaz, alors que la production à partir de charbon a continué sa diminution (-10 TWh soit -4 %) et représente désormais moins de 10 % du mix de production.

Malgré cela, **la production cumulée solaire et éolienne a dépassé la production fossile pour la deuxième année consécutive**. Les volumes de production nucléaire et thermique renouvelable sont restés stables.

Solaire

La progression de la production solaire (+51 TWh, soit +19 %) est similaire à celle de l'année précédente (+46 TWh, soit +20 %). Le volume produit à l'échelle de l'Union européenne a presque triplé en 2025 par rapport à son niveau de 2019. La production a augmenté dans tous les pays, tirée notamment par l'augmentation de la taille du parc¹⁰. Dans une moindre mesure, le meilleur ensoleillement qu'en

Figure 7.10 – Évolution des parcs installés de production éoliens et solaires dans une sélection de pays européens (valeurs au 31 décembre pour chaque année, sauf Royaume-Uni à fin T3 2025)



10. SolarPowerEurope évalue à 65.1 GW la capacité solaire photovoltaïque installée dans l'UE, soit une augmentation du parc de 19 %. Source : SolarPower Europe (2025): EU Solar Market Outlook 2025-2030

2024 a également contribué. Ainsi, **la production solaire a pour la première fois dépassé la production hydraulique dans l'UE.**

Le rythme de développement des capacités solaires est resté élevé dans l'Union européenne, après avoir atteint des records dans plusieurs pays en 2024. Notamment, l'Allemagne a installé 14,8 GW en 2025, deuxième rythme de développement le plus élevé ces dernières années derrière les 15,5 GW installés en 2024. De même, l'Italie a installé 5,1 GW en 2025 contre 6 GW en 2024. La baisse des installations résidentielles est à l'origine de ce léger recul. L'Espagne est un des rares pays à avoir installé plus de capacité solaire en 2025 qu'en 2024, soit 10,4 GW contre 8,7 GW. C'est également le premier pays européen où la part de la production d'origine solaire dans le mix de production a atteint 20 %. L'Allemagne suit de près avec une part de 18 % dans le mix.

Éolien

La production éolienne a légèrement diminué (-10 TWh, -2 %) sous l'effet de conditions de vent défavorables et malgré la poursuite de l'augmentation de la taille du parc européen. Cette légère baisse n'interrompt pas la dynamique de la filière éolienne, puisque **la production de 2025 est identique à celle de 2023 et reste la deuxième plus élevée derrière**

celle de 2024 ; elle est presque deux fois supérieure à la production de 2015.

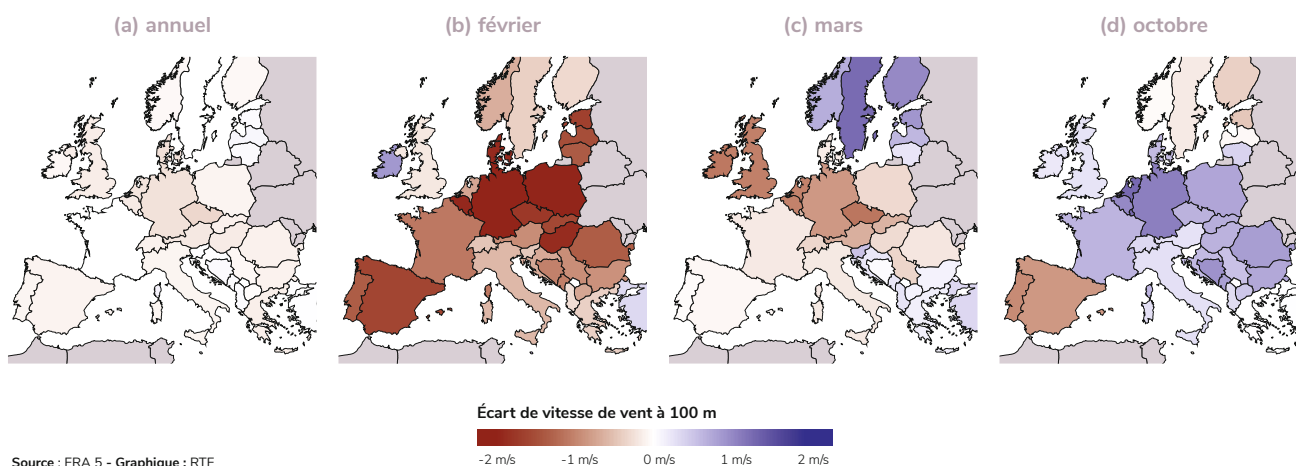
Alors que la production des parcs éoliens en mer a été presque identique à celle de 2024, c'est la filière terrestre qui a vu sa production diminuer, en particulier en début d'année. Les mois de janvier à avril ont enregistré une forte baisse (particulièrement évidente en février), qui a été en partie compensée par une production plus élevée aux mois de mai, juin et surtout octobre.

Malgré la légère baisse de production de l'éolien et la légère hausse de la production à partir de gaz, **la production éolienne (terrestre et en mer, environ 480 TWh) est restée supérieure à la production à partir de gaz (environ 450 TWh) pour la deuxième année consécutive.**

L'installation de nouvelles capacités éoliennes terrestres ou maritimes continue à un rythme relativement régulier dans la plupart des pays européens, mais moindre que celui du développement du photovoltaïque.

Une analyse détaillée des profils de vent pour les différents pays révèle des dynamiques contrastées. À l'échelle annuelle, tous les pays d'Europe ont connu des régimes de vent moins favorables en 2025 que la moyenne de la période 2015-2024, hormis les pays scandinaves. Les pays nordiques n'ont pas

Figure 7.11 – Variations des vitesses de vent moyennes en 2025 par rapport à 2024



été touchés par la baisse de production éolienne en début d'année, bénéficiant d'un régime de vent très favorable au mois de mars alors que la baisse aux mois de janvier et février a été limitée. L'Irlande n'a quant à elle pas été touchée par l'accalmie de février comme le reste de l'Europe. Même si les régimes de vent sont corrélés entre pays voisins, la diversité des situations illustre l'utilité des échanges d'électricité, qui permet de compenser en partie des profils de vent différents.

Dans l'ensemble, la part des énergies éolienne et solaire dans le mix européen a progressé de deux points, passant de 29 à 31 %.

Hydraulique

La production d'origine hydraulique avait atteint un niveau exceptionnel en 2024, atteignant sa valeur maximale sur la dernière décennie, grâce à des précipitations très élevées. **Conséquence d'une année moins pluvieuse, la production d'origine hydraulique a fortement diminué en 2025** (-52 TWh, -14 %), se situant toutefois à un niveau proche de la moyenne 2014-2023. La baisse de production a particulièrement concerné les pays entourant les Alpes (environ -20 %), alors que les pays de la péninsule ibérique ont vu leur production stagner ou légèrement reculer (+1 % pour le Portugal, -4 % pour l'Espagne).

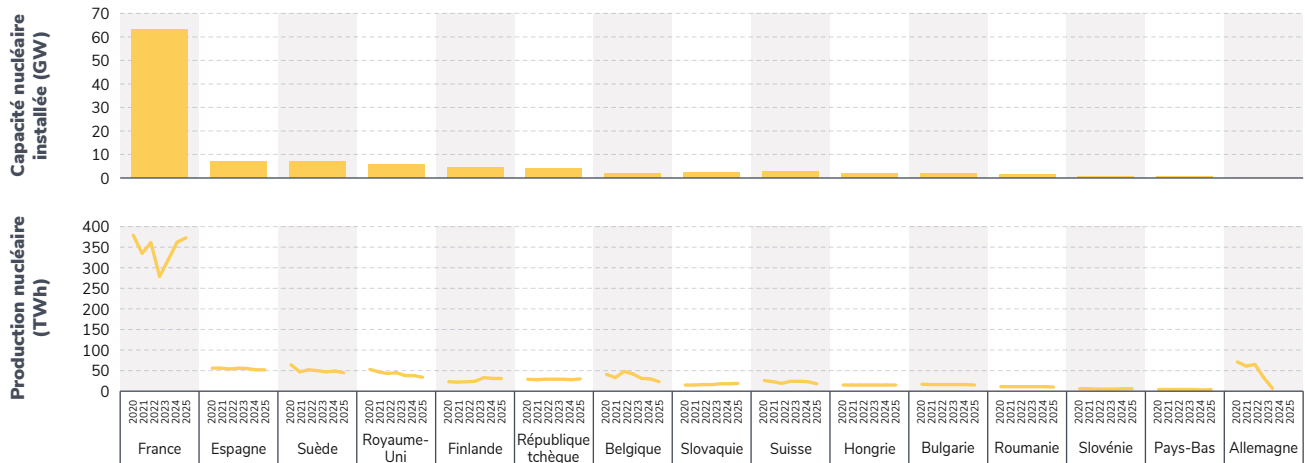
Les pays d'Europe du Nord comme la Norvège et la Suède ont même vu une légère augmentation (+4 % en Norvège et +6 % en Suède).

Nucléaire

La production d'origine nucléaire est restée globalement stable en Europe en 2025 (+2 TWh, +0,3 %). En effet, tandis que la production française a augmenté par rapport à 2024 (+11 TWh), celle des autres pays dans leur ensemble a diminué de presque autant, notamment en Belgique et en Suède. Hors Union européenne, la production nucléaire a également diminué en Suisse et en Grande-Bretagne. Seules la République tchèque et la Slovaquie ont enregistré une hausse significative de leur production en 2025.

En Belgique, trois réacteurs ont été mis à l'arrêt en 2025 (Doel-1 en début d'année, Tihange-1 et Doel-2 à l'automne) dans le cadre du processus de sortie du nucléaire décidé en 2003, après la mise à l'arrêt de deux autres réacteurs en 2022. La production nucléaire y a donc diminué de 7 TWh (-24 %) par rapport à 2024, et la part du nucléaire dans le mix de production a atteint 33 % en 2025, alors qu'elle était encore de 51 % en 2021. Les deux réacteurs opérationnels restants (mis en service en 1985), Doel-4 et Tihange-3, devaient initialement

Figure 7.12 - Capacité nucléaire installée au 31 décembre 2025 et évolution de la production nucléaire annuelle en Europe



Sources des données : Eurostat, ENTSO-E, Energy-Charts, RTE, REE, National Grid - Calculs : RTE

fermer en septembre 2025, mais leur durée de vie a été prolongée de dix ans en 2022 : ils devraient finalement fermer en 2035¹¹. Par ailleurs, en mars 2025, un vote du parlement a abrogé la loi de 2003, ouvrant la porte à une possible réouverture des réacteurs existants ou à la construction de nouvelles centrales.

En Suède, la diminution de la production nucléaire (-4 TWh, -8 %) a été conjoncturelle. Elle est due à l'arrêt du plus important réacteur du pays (Oskarshamn 3, d'une puissance de 1,45 GW) d'avril à octobre : l'arrêt initial pour maintenance et rechargement de combustible a été rallongé en raison de la découverte d'une fissure sur un tuyau difficile d'accès du circuit primaire.

En Finlande, la production de l'EPR Olkiluoto 3, mis en service fin 2022, a été stable par rapport aux années précédentes, avec 10,1 TWh en 2025, de même que celle de la totalité de la production nucléaire du pays. La mise en service du réacteur a permis à la part du nucléaire dans le mix de production d'électricité finlandais de passer de 35 % en moyenne sur la période 2012-2021 à 40 % depuis.

La République tchèque est un des rares pays dont la production nucléaire a augmenté en 2025 (+2,2 TWh soit +8 %), atteignant son plus haut niveau des treize dernières années. Cette augmentation est principalement due aux deux réacteurs de la centrale de Temelin, qui n'ont connu qu'un arrêt en 2025, résultat d'investissements pour prolonger les cycles de combustible¹². La part du nucléaire dans le mix électrique tchèque a atteint son plus haut niveau historique en 2025, à 42 %.

En Slovaquie, le réacteur 3 de la centrale de Mochovce, dont la construction entamée en 1987 avait été interrompue par la chute de l'U.R.S.S. puis reprise en 2008, a été mise en service en 2023. Sa production a augmenté en 2024 puis 2025 (3,6 TWh) et a en partie permis à la production nucléaire slovaque de progresser de 1,1 TWh en 2025 (6 %). La construction du réacteur 4 a également débuté en 1987 puis

connu les mêmes aléas. Sa mise en service pourrait intervenir en 2026, après les tests menés en 2025.

Hors de l'Union européenne, la production nucléaire suisse a diminué de 4,6 TWh entre 2024 et 2025 (-20 %) du fait de l'arrêt prolongé d'un réacteur pour une nécessaire modernisation du système d'alimentation en eau¹³. En Grande-Bretagne, la production a diminué de 4,2 TWh (-11 %) entre 2024 et 2025, principalement en raison d'une faible disponibilité du parc¹⁴. La production totale a atteint 34,1 TWh, un minimum sur la période 2012-2025 lié en partie à la fermeture de 11 réacteurs en fin de vie entre 2000 et 2022. Cinq réacteurs sont encore en service, pour une capacité installée totale de 6,5 GW. Enfin, l'Ukraine possède environ 13 GW de capacité nucléaire, pour une production annuelle entre 50 et 100 TWh, ce qui situe le pays devant l'Espagne en termes de production. La production nucléaire représente environ 50 % du mix de production d'électricité du pays, qui ne publie plus de données récentes depuis l'invasion à grande échelle de la part de la Russie.

Fossiles (gaz, fioul, charbon)

La forte baisse de la production hydraulique a mené à une légère augmentation conjoncturelle de la production d'origine fossile dans l'Union européenne en 2025 (+24 TWh, +3 %), après deux années de forte baisse (-21 % en 2023 et -10 % en 2024). La hausse est portée par la filière gaz (+35 TWh, +9 %), tandis que la production à partir de charbon a continué de diminuer (-10 TWh, -4 %).

Ainsi, la trajectoire de sortie du charbon en Europe n'est pas remise en cause par l'augmentation de la production fossile en 2025, malgré quelques retards dus au contexte géopolitique. Notamment, en Italie, les deux dernières centrales à charbon en service, représentant une capacité de près de 4 GW, devaient fermer en 2025, mais cette fermeture a été reportée sine die en septembre¹⁵, en raison des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe. En Espagne, des trois dernières centrales

11. AFCN, Exploitation à long terme (LTO) de Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035, novembre 2025

12. Skupina CEZ, Temelín překonal historický výrobní rekord, décembre 2025

13. ENSI, Maîtrise de ruptures dans le système d'alimentation en eau de la centrale nucléaire de Gösgen, septembre 2025

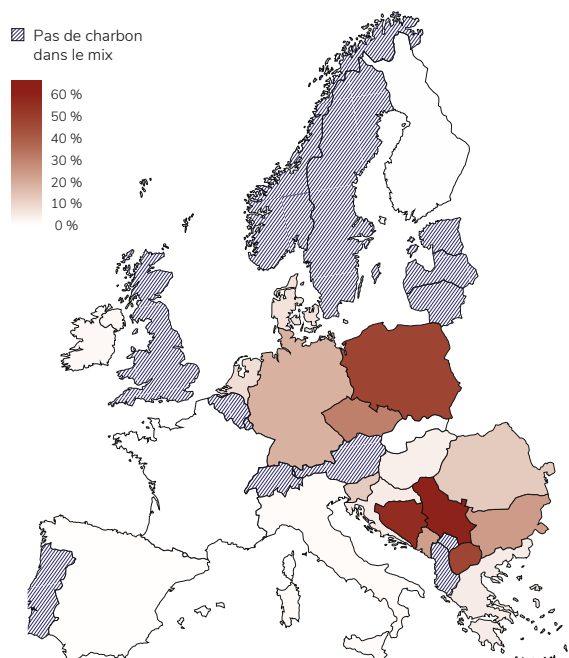
14. Department for Energy Security & Net Zero, Energy Trends, septembre 2025

15. Reuters, Gas storage levels in Italy and Europe are good, Italian minister says, septembre 2025

encore en activité, celle d'Aboño (916 MW), est en cours de conversion pour devenir une centrale à gaz¹⁶ et les deux autres n'ont que très peu produit en 2025 (<400 GWh). En Irlande, la dernière centrale au charbon, Moneypoint, a été mise sous cocon en 2025, et le restera jusqu'en 2029.

D'autres pays ont achevé leur sortie de la filière charbon ces dernières années : la Belgique en 2016, l'Autriche et la Suède en 2020, le Portugal en 2021 et la Grande-Bretagne en 2024. **En conséquence, dans la plupart des pays européens, le charbon représente une part négligeable, voire nulle, du mix de production d'électricité.** Parmi les pays restants, la Pologne, l'Allemagne et la République tchèque représentent plus de 80 % de la production à partir de charbon dans l'Union européenne. Toutefois, même dans ces pays la part de charbon continue de fortement diminuer année après année. Ainsi en Allemagne, la production à partir de charbon a diminué de 60 % en 10 ans et sa part dans le mix est passée de 40 % en 2016 à 20 % en 2025.

Figure 7.13 – Part de la production à partir de charbon dans le mix électrique de différents pays européens en 2025



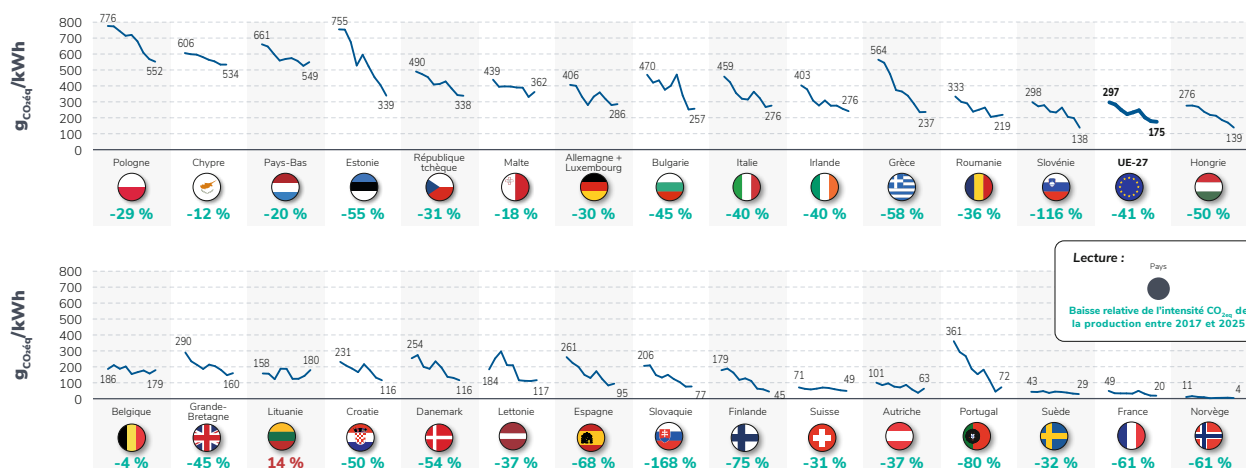
16. EDP, EDP and Corporación Masaveu complete conversion of Aboño power plant to natural gas, juillet 2025

Le contenu carbone de l'électricité produite dans l'Union européenne a baissé de plus de 40 % entre 2017 et 2025

La décarbonation du système électrique européen se poursuit. Entre 2017 et 2025, l'intensité carbone moyenne de l'électricité produite dans les 27 États membres de l'Union européenne a baissé de 41 %, passant de 297 g_{CO2}/kWh en 2017 à 175 g_{CO2}/kWh en 2025. Au cours de cette période, le contenu carbone a diminué dans tous les États membres (mais également dans d'autres pays européens comme la Grande-Bretagne, la Norvège et la Suisse) à l'exception de la Lituanie¹⁷. La production d'électricité française figure depuis longtemps parmi les plus bas-carbone d'Europe ; elle n'est aujourd'hui

devancée que par la Norvège. Dans certains pays, la rapidité de la décarbonation est spectaculaire. À la faveur du développement massif des énergies renouvelables, en particulier de l'éolien, ainsi que de la fermeture de la plupart de leurs centrales au charbon, l'Espagne et le Portugal ont diminué l'intensité carbone de leur production d'électricité de respectivement 68 et 80 % au cours de la période. La fermeture de centrales au charbon a permis à des pays comme la Grèce, la Bulgarie ou la Grande-Bretagne de diminuer de moitié l'intensité carbone de leur mix de production.

Figure 7.14 - Intensité carbone moyenne de la production d'électricité dans les pays de l'Union européenne, au Royaume-Uni, en Norvège et en Suisse



Remarque : les données de production utilisées pour ce calcul proviennent de la Transparency Platform de l'ENTSO-E. Un petit nombre de pays et de filières présentent des problèmes connus de qualité (c'est par exemple le cas pour les données de production solaire au Pays-Bas). Cela peut conduire, dans ces rares cas, à une surestimation de l'intensité carbone.

17. Cette hausse peut s'expliquer par le fait que le système électrique lituanien est relativement petit (la consommation annuelle est de l'ordre de la dizaine de TWh), et très dépendant des importations (entre 2017 et 2025, les importations depuis la Suède, la Pologne et la Lettonie ont couvert, selon les années, entre 25 et 60 % de la consommation d'électricité du pays) ; le contenu carbone de la production est donc lui aussi très variable, en fonction du volume qu'il reste à couvrir par la production domestique.

Le stockage par batterie connaît un fort développement et un changement d'échelle

Le stockage par batterie est un des leviers qui peuvent contribuer à la flexibilité du système électrique, en complément d'autres leviers comme les moyens de production pilotables, la flexibilité (à la baisse) des installations éoliennes et solaires, ou la flexibilité de la consommation. Les batteries contribuent déjà dans de nombreux pays à l'équilibrage offre-demande à proximité du temps réel, et de plus en plus à la flexibilité à des échelles de temps plus longues, jusqu'à quelques heures (par exemple, pour stocker de l'énergie en cas de forte production solaire pendant la journée et la restituer pendant la nuit). L'espace économique pour ces moyens de flexibilité dans les années à venir dépendra de l'évolution de la consommation et de la production.

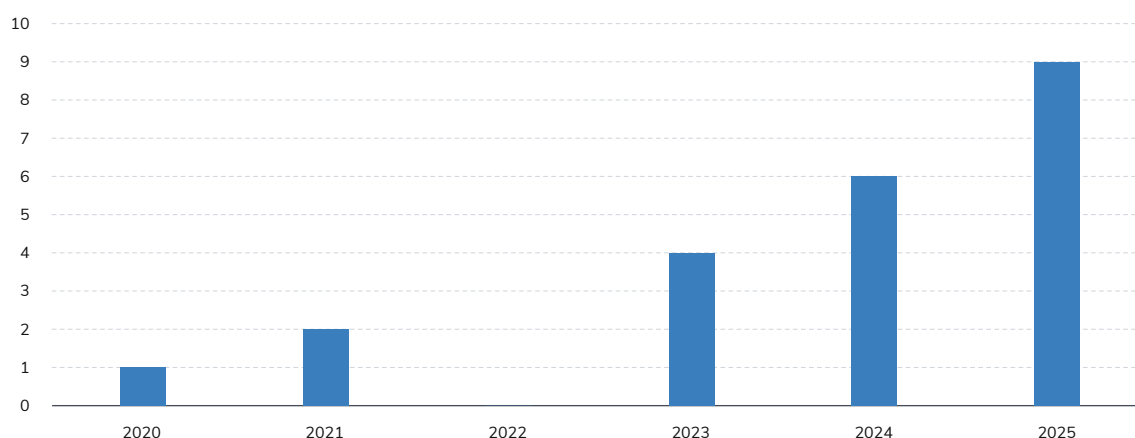
En 2025, la puissance totale des batteries déployées sur le réseau européen atteignait entre 16 et 19 GW, auxquels s'ajoute une puissance équivalente de stockage résidentiel. Le Royaume-Uni se place devant les autres pays, avec 7 GW installés sur le réseau ; suivent l'Allemagne, l'Italie, la France et l'Irlande avec des puissances totales comprises entre 1 et 3 GW¹⁸.

Les batteries peuvent être installées dans les logements, couplées notamment à une installation photovoltaïque, ce qui permet d'augmenter le taux

d'autoconsommation de l'électricité produite. Elles ont alors typiquement une puissance de quelques kilowatts et permettent de délivrer de l'électricité à pleine puissance pendant une à deux heures. Le stockage résidentiel représente par exemple 80 % des batteries stationnaires installées en Allemagne¹⁹ (en énergie stockée), pays pour lequel le développement de ce type de batteries est le plus rapide, du fait du niveau et de la structure des tarifs pour les particuliers.

Les projets industriels, généralement de taille supérieure au mégawatt, participent aux différents marchés (services système, mécanisme d'ajustement, marché de gros) ; ils peuvent aussi être installés par les exploitants des grands parcs éoliens ou solaires pour stocker des surplus de production et les réinjecter à d'autres moments. La taille et le nombre de ces projets s'accroissent rapidement : ils sont passés, au cours des quinze dernières années, du stade de démonstrateurs d'une puissance d'environ 1 MW à des projets industriels de plusieurs centaines de MW, avec une durée de stockage d'une à deux heures. En particulier, le nombre de parcs de batteries de taille supérieure à 100 MW mis en service annuellement a fortement augmenté ces dernières années, passant de seulement un site en 2020 à 9 en 2025.

Figure 7.15 - Nombre d'installations de stockage de taille supérieure à 100 MW mis en service par an en Europe



Source des données : European Energy Storage Inventory

18. Sources : European Energy Storage Inventory, Aurora Energy Research, Solar Power Europe, Clean Horizon Consulting.

19. Chair for Electrochemical Energy Conversion and Energy Storage Systems, Battery-Charts, 2025

La capacité, en termes de durée de stockage, des projets en construction ou annoncés affiche également une trajectoire haussière : pour les plus importants d'entre eux, elle peut représenter l'équivalent de l'énergie produite par un réacteur nucléaire pendant 2 à 4 heures.

Certains projets de stockage par batterie annoncés en 2025 ont même atteint le gigawatt, avec des capacités de stockage de plusieurs heures :

- Le projet Thorpe Marsh de taille 1,45 GW/ 3,1 GWh (environ 2h de stockage à pleine puissance) dans le Yorkshire en Angleterre, développé par Fidora Energy Limited ; la construction a débuté fin 2025 et le site devrait être opérationnel fin 2027.
- Le projet GigaBattery Jämschwalde 1000 de taille 1 GW/ 4 GWh (4h de stockage à pleine puissance) à l'est de l'Allemagne, développé par LEAG Clean Power GmbH, a été annoncé en 2025 et devrait être opérationnel en 2027-2028.

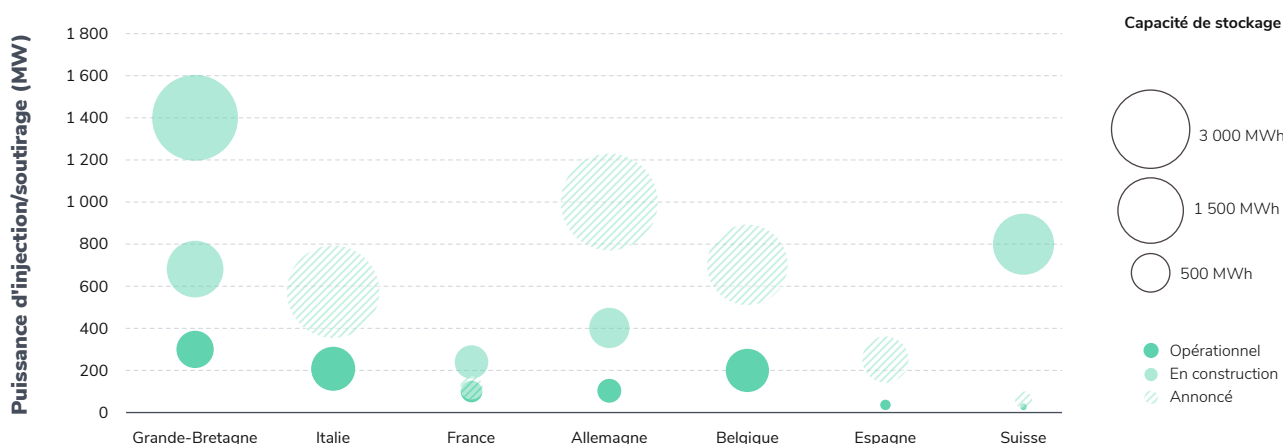
Pour favoriser des projets avec des durées de stockage plus longues (supérieures à 4h), équivalentes à celles des STEP, et ainsi faciliter l'intégration des énergies renouvelables, plusieurs pays ont mis en place des mécanismes de soutien :

- En Italie, l'appel d'offres « Mercato a termine degli stoccaggi » (MACSE) tenu par Terna en septembre

2025 visait à sélectionner des projets de stockage par batterie pour une mise en production en 2028. Cet appel d'offres fonctionne comme un marché de capacité, les lauréats recevant une compensation en échange de l'obligation d'offrir leur capacité de stockage sur une plateforme dédiée. Au total, 14 projets de stockage ont été sélectionnés, offrant 1,5 GW et 10 GWh de stockage au total. Les projets sont de tailles très variables, allant de 34 à 574 MW, mais tous offrent entre 6 et 8,5 heures de stockage²⁰. Ces projets recevront entre 12 000 et 16 000 €/MWh par an pour une durée de 15 ans.

- Au Royaume-Uni, à la suite d'une décision gouvernementale en 2024, le régulateur de l'énergie (Ofgem) a mis en place des appels d'offres publics pour du stockage de longue durée (LDES : Long Duration Energy Storage) de 8 heures. Les lauréats bénéficieront d'un régime de revenus encadrés (Cap and Floor Financial Model, type Cfd). 77 projets ont été estimés éligibles en 2025 par l'Ofgem représentant un total de 29 GW dont 20 GW de batteries Li-ion pour livraison d'ici 2030 et 2033. La sélection finale devrait avoir lieu à l'été 2026²¹.
- En 2025, l'Espagne a annoncé attribuer 827 millions d'euros à 133 projets de stockage. Ces projets devront être opérationnels d'ici 2029, et totalisent 2,3 GW et 10 GWh de stockage²².

Figure 7.16 - Principaux projets de stockage par batterie en France et dans les pays limitrophes



20. Terna, Meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico, rendiconto degli esiti, asta 2028, 2025

21. Ofgem, Super battery projects that maximise renewable-generated power enter next phase of Ofgem's green power storage scheme, 2025

22. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Resolución definitiva, Table 1 p227, décembre 2025

Les échanges européens continuent en 2025 de jouer pleinement leur rôle d'optimisation du mix de production électrique à l'échelle du continent

En 2025, **468 TWh ont été échangés entre pays de l'Union européenne, soit environ 18 % de la production totale, un niveau équivalent à celui de 2024**. Ces volumes ont tendancielllement augmenté au cours des vingt dernières années sous l'effet du développement des capacités d'interconnexion d'une part, et d'autre part du succès de l'intégration croissante des marchés européens. Cette dernière facilite les échanges d'électricité pour permettre de solliciter en priorité les moyens décarbonés à bas coût (renouvelables, nucléaire) à l'échelle du système interconnecté, y compris dans un pays voisin, avant les moyens thermiques fossiles, plus coûteux. Cela permet de minimiser le coût de production à l'échelle de la zone interconnectée.

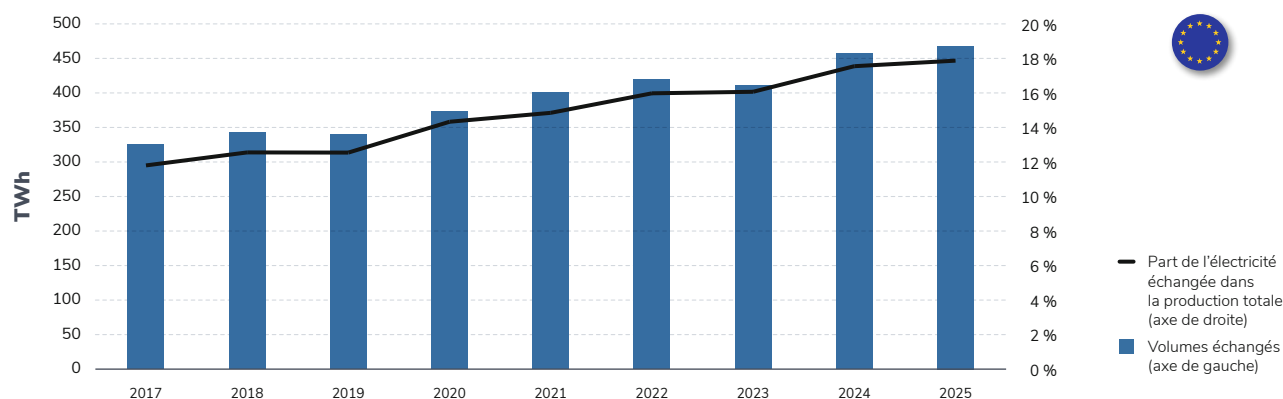
Les échanges entre les pays de l'Union européenne et leurs voisins hors Union européenne sont bien inférieurs en volume. Au cours des dix dernières années, ils ont été inférieurs ou égaux à 20 TWh, dans un sens ou dans l'autre. En 2025, l'Union européenne a été exportatrice nette d'électricité vers les pays voisins, à la hauteur de 18 TWh, légèrement plus qu'en 2024 (7 TWh) et contrairement aux années

précédentes depuis 2017 où elle était légèrement importatrice. Cette évolution est principalement due à trois tendances :

- Le solde des échanges de l'Union européenne avec l'Ukraine était importateur avant 2023, à hauteur de 3 TWh en moyenne ; il est devenu légèrement exportateur par la suite, entre 0,5 et 4 TWh selon les années.
- Le solde des échanges avec la Grande-Bretagne a presque toujours été exportateur sur la période 2018-2025, mis à part l'année 2022 ; sa valeur a augmenté en passant de 19 TWh en 2023 à 28 TWh en 2025.
- Le solde est devenu moins importateur depuis la Suisse en 2025 : il est passé de 14 TWh (en import) en 2024 à 0,3 TWh (en import) en 2025.

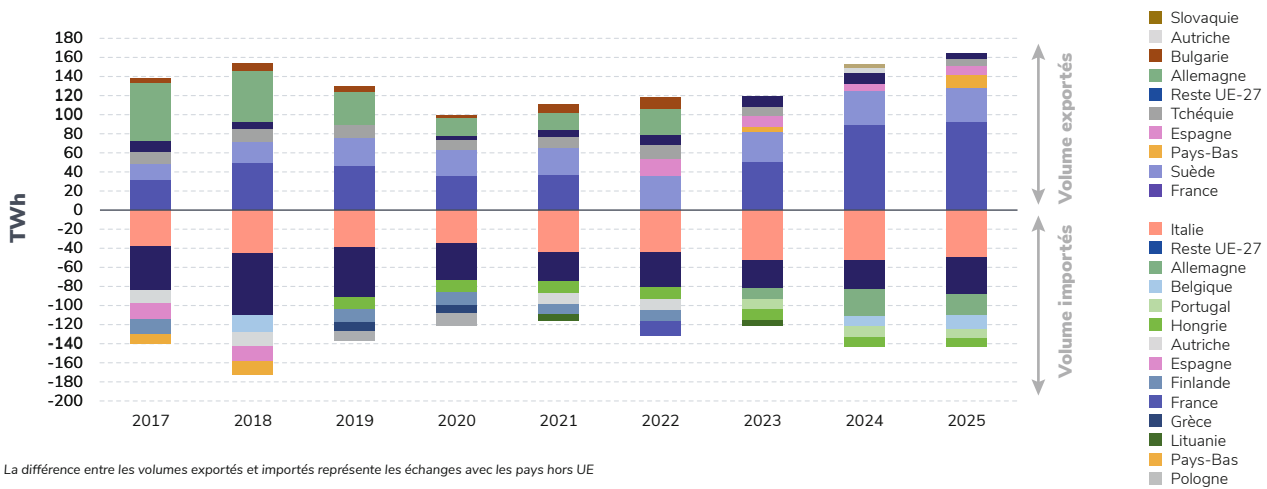
S'agissant des dynamiques par pays, l'année 2025 n'a pas amené de renversement de tendance dans l'évolution des soldes par rapport à 2024. Comme en 2024 le solde des échanges de la France a été le plus élevé d'Europe dans le sens des exportations, battant un nouveau record (92,3 TWh en 2025 contre 89,0 TWh en 2024, voir chapitre Échanges). Les exportations nettes françaises représentent

Figure 7.17 - Volumes d'électricité échangés au sein de l'Union européenne (axe de gauche) et part de l'électricité échangée dans la production totale (axe de droite)



Source des données : ENTSO-E, RTE, Energy-Charts, REE, CBS, NedNL - Calculs : RTE

Figure 7.18 - Décomposition des volumes exportés et importés par les pays de l'Union européenne



plus de la moitié (56 %) des exportations des pays de l'UE. Comme en 2024 également, le solde des échanges suédois a été exportateur et le deuxième plus élevé derrière celui de la France. Le solde suédois a toujours été exportateur depuis 2017, mais il a plus que doublé en valeur absolue entre temps (35 TWh en 2025 contre 16 TWh en 2017), sous l'effet de l'augmentation dans les mêmes proportions de la production d'origine éolienne (de 17 TWh en 2017 à 38 TWh en 2025).

L'Italie a encore été en 2025 le pays avec le plus fort solde importateur net parmi les pays de l'UE, représentant un tiers des importations totales. Au périmètre élargi, c'est-à-dire en traçant les flux d'échange au-delà des pays voisins directs²³, la France a été le premier exportateur vers l'Italie en 2025 comme en 2024, à l'origine de deux tiers des importations italiennes (33 TWh, 66 %) ; les autres principaux pays d'origine des importations italiennes, bien loin derrière la France, sont la Suisse (3,4 TWh, 7 %) et la Suède (2,8 TWh, 5 %).

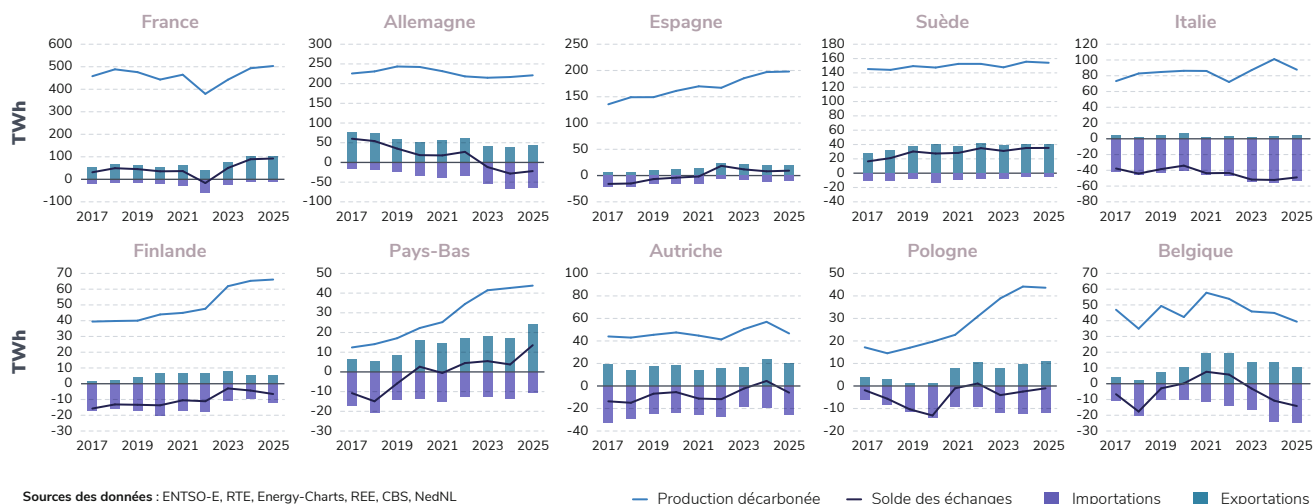
Pour la plupart des pays, les dynamiques d'évolution des échanges sont influencées par l'évolution des mix de production : en général le volume exporté augmente en cas de production décarbonée abondante (solaire, éolienne, hydraulique et nucléaire).

La décarbonation du mix contribue à rendre en effet la production plus compétitive, ce qui se répercute positivement sur les volumes exportés et donc sur le solde des échanges. Cet effet est visible pour plusieurs pays : la France tout d'abord (voir l'analyse détaillée dans le chapitre Échanges), mais aussi les Pays-Bas, l'Autriche, la Belgique et l'Espagne.

Le solde des échanges néerlandais est en hausse quasi continue depuis qu'il est devenu exportateur net en 2020. Pour la première fois en 2025 il était également exportateur tous les mois de l'année, ayant été importateur net tous les mois de l'année 2018. Si le solde annuel des échanges avec la Norvège reste importateur, c'est le solde des échanges avec l'Allemagne et la Belgique qui a connu le plus d'évolution, celui-ci étant exportateur à la maille mensuelle pour la première fois en 2025 pour les deux pays. Au total, sur l'année 2025, environ 60 % des importations et exportations des Pays-Bas sont des flux qui ne font que traverser le pays, les 40 % restants étant de la production néerlandaise exportée ou des importations pour la consommation du pays. Le résultat du fonctionnement du marché de l'électricité européen conduit à ce que les Pays-Bas importent la production d'origine hydraulique norvégienne de manière constante, sauf les mois de juin à septembre pendant lesquels ils exportent leur production d'origine solaire

23. Notamment, une partie des flux que la France exporte vers la Suisse sont réexportés vers l'Italie (voir la partie Traçage des échanges au périmètre européen du chapitre Échanges).

Figure 7.19 - Évolution annuelle des échanges et de la production décarbonée pour une sélection de pays européens, entre 2017 et 2025

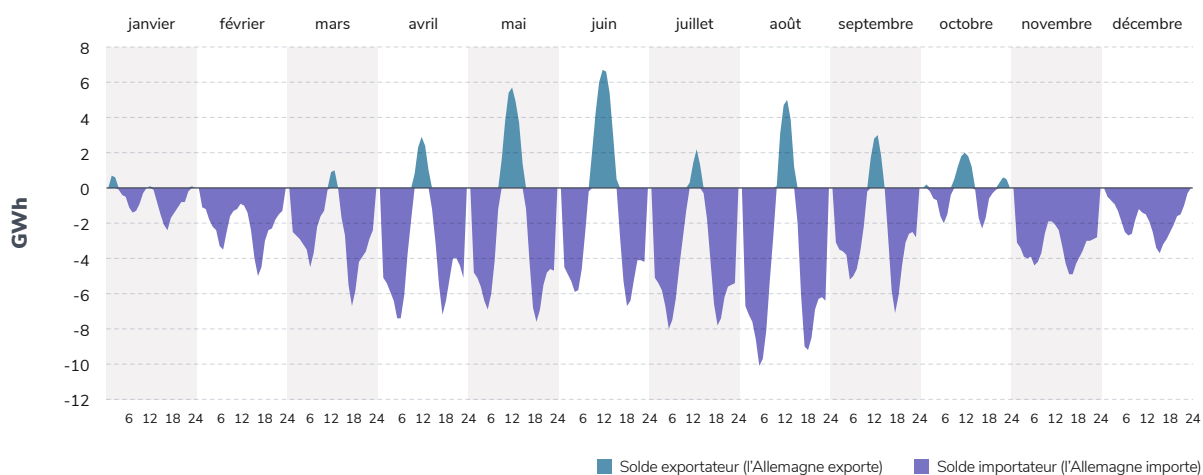


en milieu de journée. Ils exportent également l'hydraulique norvégien et leur propre production solaire vers la Belgique et l'Allemagne.

Le solde des échanges de l'Allemagne a été importateur en 2025, comme les deux années précédentes, alors qu'il était exportateur jusqu'en 2022 et qu'il était même le premier solde exportateur d'Europe en 2018. L'évolution du solde des échanges allemands est fortement liée d'une part à la production d'origine éolienne, en ce qui concerne la variabilité journalière

ou mensuelle mais également la tendance annuelle, d'autre part à la sortie du nucléaire qui a eu un effet marqué sur le sens global des échanges des dernières années. En effet, l'Allemagne a fermé en 2023 ses trois derniers réacteurs nucléaires ; le nucléaire représentait environ 24 % de son mix électrique en 2010 et 12 % en 2019. Depuis 2023, l'abondance de production décarbonée à bas coût dans les pays voisins (nucléaire français, éolien et hydraulique nordique, solaire néerlandais) a permis à l'Allemagne de limiter la sollicitation de son parc thermique, plus cher

Figure 7.20 - Profil horaire moyen du solde des échanges de l'Allemagne en 2025



et carboné, recourant à davantage d'importations. À une échelle fine, les échanges entre l'Allemagne et les pays voisins sont influencés par la production solaire et éolienne. En 2025, l'Allemagne a été exportatrice nette généralement pendant les heures de forte production d'origine solaire, en milieu de journée au printemps et en été, ainsi que certaines nuits de janvier et d'octobre, lorsque la production éolienne était très importante. À l'inverse le pays a importé le plus pendant la matinée et la soirée des mois d'été.

Les exportations en milieu de journée en juillet ont été plus faibles que celles des autres mois entre avril et septembre en raison d'une production d'origine solaire particulièrement faible pour la période : alors qu'elle a été en 2025 30 % plus élevée en moyenne pour chaque mois par rapport aux mêmes mois de 2024, la production de juillet 2025 a été 8 % plus faible que celle de juillet 2024, en raison d'un ensoleillement défavorable²⁴.

24. Source : ECMWF ERA 5

L'Union européenne dépend largement des importations de combustibles fossiles pour son approvisionnement énergétique

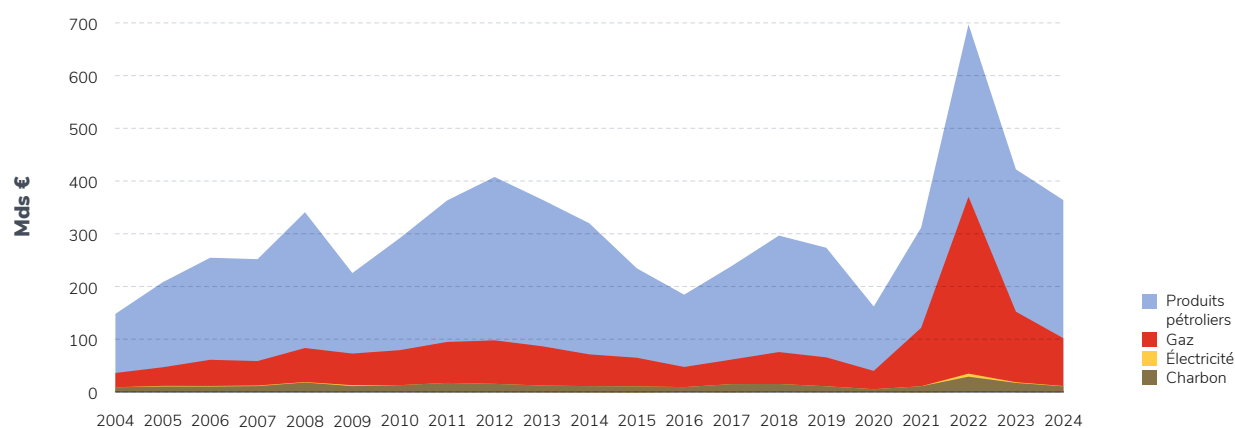
Produisant très peu de pétrole et de gaz, l'Union européenne dépend largement des importations pour son approvisionnement énergétique. En 2024, les importations de produits pétroliers, gaz, charbon et électricité de l'Union européenne ont ainsi représenté 360 milliards d'euros²⁵, soit environ 15 % des importations totales de biens de l'UE. Les importations avaient atteint presque 700 milliards d'euros en 2022, au plus fort de la triple crise énergétique (prix des combustibles élevés, faible disponibilité de la production nucléaire française, baisse de la production hydraulique) qui avait affecté les prix de l'électricité en Europe. Si les importations ont affiché une tendance baissière en 2024 par rapport aux deux années précédentes, elles restent plus élevées qu'au cours de presque toute la période 2004-2021, signe de la forte dépendance européenne vis-à-vis de ses partenaires mondiaux.

L'Europe est dépendante des combustibles fossiles pour 27 % de sa production d'électricité en 2024. Ce chiffre est en baisse depuis plusieurs années (41 % en 2015) grâce à la décarbonation progressive des mix européens, qui peut constituer également,

via l'électrification des usages fossiles, un levier pour décarboner l'ensemble de l'économie, réduisant à la fois les émissions de gaz à effet de serre et la facture énergétique européenne.

Par ailleurs, dans un contexte géopolitique de plus en plus incertain, l'électrification des usages représente également une opportunité stratégique de réduire la dépendance vis-à-vis de pays non européens pour un approvisionnement critique comme l'énergie, où les répercussions des chocs peuvent être massives, comme l'ont montré les effets de l'invasion de l'Ukraine par la Russie sur les prix du gaz. Aujourd'hui, les pays extra-européens sont majoritaires parmi les principaux fournisseurs de l'Union européenne, ce qui représente un facteur de risque dans le contexte actuel. En 2024, les principaux exportateurs de gaz vers l'Union européenne, en valeur, ont été la Norvège (27 % du gaz importé), l'Algérie (18 %), les États-Unis (17 %) et la Russie (17 %) ; les principaux exportateurs de pétrole ont été les États-Unis (16 % des produits pétroliers importés, en valeur), la Norvège (13 %) et le Kazakhstan (12 %).

Figure 7.21 - Évolution de la facture énergétique de l'Union européenne (UE-27)



Sources des données : Eurostat - BNetzA/BAFA - Calculs : RTE



FOCUS

Information sur les données utilisées dans ce chapitre

Les données européennes utilisées dans le présent chapitre sont des données publiquement accessibles. Parmi la multitude de sources disponibles, RTE s'efforce de choisir les plus fiables et à jour au moment de la rédaction. Ces données sont susceptibles de subir corrections et mises à jour, et peuvent donc différer de celles accessibles au moment de la publication. Les sources consultées sont : Entso-e, Eurostat, Energy-Charts, Red

Electrica de España (REE), Terna, National Grid, Nationaal Energie Dashboard (NedNL), les instituts statistiques nationaux (Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS), Destatis, Tilastokeskus, Statistikbanken, INE, Istat), le Centre européen pour les prévisions météorologiques à moyen terme (ECMWF ERA 5), le régulateur de l'énergie allemand (BNetzA) et l'Office Fédéral aux Affaires Économiques et au Contrôle des Exports allemands (BAFA).

Annexes

BILAN ÉLECTRIQUE 2025

Glossaire

Mot clé	Définition
ASN	L'Autorité de sûreté nucléaire est en France l'entité qui assure les missions, au nom de l'État, de contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection (travailleurs du nucléaire, environnement, populations locales) et de l'information des citoyens « pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés aux activités nucléaires ».
Autoconsommation	Consommation, par un consommateur, de tout ou partie de l'électricité produite par sa propre installation de production.
Autres centrales hydrauliques	Les centrales regroupées dans la catégorie « autre » sont les centrales marémotrices et STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage). Les centrales marémotrices exploitent l'énergie issue des marées dans des zones littorales de fort marnage (différence de hauteur d'eau entre la marée haute et la marée basse se succédant). Elles utilisent le marnage pour produire de l'électricité en exploitant la différence de hauteur entre deux bassins séparés par un barrage. Les centrales STEP, fonctionnant en cycles de pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur, grâce à des turbines-pompes réversibles, constituent un outil de stockage efficace contribuant à l'équilibre du système électrique. Dans le cas où les réservoirs comprennent des apports naturels, la turbine appartient à la catégorie « pompage mixte ». Dans le cas contraire, elle appartient à la catégorie « pompage pur ».
Autres centrales thermiques fossiles	Entre 2001 et 2007 inclus, la série « Autres » comprenait la production sur les réseaux de distribution, la production à partir de gaz dérivés et une production à partir de combustibles « divers ». Entre 2008 et 2010, elle contenait les gaz dérivés et les combustibles divers alors que la production des réseaux de distribution était ventilée entre fioul et gaz. À partir de 2011, toutes les entités de la série « Autres » ont été ventilées sur les séries gaz, fioul et charbon.
Biocarburant	Carburants de substitution obtenus à partir de la biomasse (matière première d'origine végétale, animale ou issue de déchets). Ils sont généralement incorporés dans les carburants d'origine fossile.
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek : institut national des statistiques néerlandais.
Centrales au fil de l'eau	Les centrales au fil de l'eau, situées principalement dans les plaines, présentent une retenue de faible hauteur et ont une durée de remplissage inférieure à 2 heures. Elles ont donc des capacités faibles de modulation par le stockage et dépendent, pour la production, du débit des cours d'eau.
Centrales d'éclusee	Les centrales d'éclusee, situées principalement dans les lacs en aval des moyennes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir comprise entre 2 et 400 heures et assurent une fonction de modulation journalière, voire hebdomadaire (pic de consommation journalière, entre les jours ouvrés et non ouvrés, etc.).
Centrales de lac	Les centrales de lac, situées dans les lacs en aval des moyennes et hautes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir supérieure à 400 heures et permettent un stockage saisonnier.
CO ₂ eq	Équivalent dioxyde de carbone : indice de mesure comparative des émissions entre gaz à effet de serre selon leur potentiel de réchauffement global. Le volume de gaz émis est ramené à la quantité équivalente de dioxyde de carbone nécessaire pour atteindre le même potentiel de réchauffement.

Mot clé	Définition
Consommation brute (ou non corrigée)	Consommation d'électricité au périmètre France (Corse comprise) incluant les pertes sur le réseau mais excluant la consommation pour le pompage.
Consommation corrigée	Consommation d'électricité corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires : consommation qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence, et excluant la consommation du 29 février pour les années bissextiles.
Consommation résiduelle	Écart entre le niveau de consommation et celui de la production non pilotable renouvelable à chaque instant.
CSPE	Contribution au service public de l'électricité : taxe prélevée sur la facture d'électricité des fournisseurs d'électricité.
Décarboné(e)	L'électricité décarbonée correspond à l'électricité produite à partir d'énergie primaire non-fossile (nucléaire, éolien terrestre et en mer, solaire photovoltaïque, etc.). Un terme équivalent rencontré parfois, notamment dans les textes législatifs, est bas-carbone. Pour la différence entre production et consommation décarbonée, voir le tableau de synthèse du chapitre Émissions (Synthèse des notions mises en jeu dans le calcul des émissions de gaz à effet de serre liées à l'électricité).
Échanges commerciaux	Les échanges commerciaux sont le résultat de transactions commerciales entre les acteurs de marché qui se trouvent dans des pays différents.
Échanges physiques	Les échanges physiques rendent compte des flux d'électricité qui transitent réellement sur les lignes d'interconnexion reliant directement les pays, et peuvent être différents des échanges commerciaux.
Effacement de consommation	Dispositif par lequel un consommateur renonce ou reporte tout ou partie de sa consommation d'électricité, en réaction à un signal.
Energy-Charts	Plate-forme d'exploitation de données liées au secteur électrique allemand gérées par l'Institut Fraunhofer pour les Systèmes Énergétiques Solaires ISE.
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT), regroupant 39 gestionnaires issus de 35 pays.
EPEX SPOT	Opérateur de bourse d'électricité parmi les opérateurs désignés par les régulateurs. Ces opérateurs organisent le couplage et assurent les transactions sur les marchés journalier et intrajournalier. Sur décision de la CRE, les opérateurs agréés pour la France sont EPEX SPOT et Nord Pool.
EPR	Le réacteur pressurisé européen ou EPR est un réacteur nucléaire appartenant à la filière des réacteurs à eau pressurisée de 3 ^e génération.
Équilibre Offre-Demande	Les possibilités de stockage de l'électricité sont limitées. Pour cette raison, il est nécessaire qu'à chaque instant l'offre et la demande d'électricité soient à l'équilibre, ce qui est assuré par RTE. Un écart entre l'offre et la demande entraîne une modification de la fréquence de fonctionnement du système électrique, qui est de 50 Hz à l'équilibre.
Facteur de charge	Le facteur de charge correspond au ratio entre la production d'une filière et sa puissance installée. Dans le Bilan électrique et l'ensemble du portail Analyses et données, les facteurs de charge mensuels et annuels correspondent à une moyenne des facteurs de charge calculés au pas 30 minutes.
Flexibilité de la demande	Modification intentionnelle de la consommation en réponse à un signal donné.
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
Grand Carénage	Programme d'investissements de rénovation du parc nucléaire existant approuvé par le Conseil d'Administration d'EDF le 22 janvier 2015. Il a pour ambition, en plus de la rénovation et de la prolongation de la durée de vie, d'augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et d'intégrer les améliorations conçues des suites de l'accident de Fukushima en 2011.
Mécanisme d'ajustement	Mécanisme par lequel RTE dispose à tout moment de réserves de puissance mobilisables pour assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE peut demander en effet des modulations à la hausse ou à la baisse de la production ou de la consommation des différents acteurs ayant formulé des offres.
Moyen de production non pilotable	Moyen de production dont le niveau à un instant t dépend principalement de facteurs extérieurs difficilement prévisibles.

Mot clé	Définition
Moyen de production pilotable	Installation de production dont l'activation et la variation de puissance peuvent être pilotées (centrales thermiques, nucléaires, production hydraulique avec stockage, etc.).
NEBEF	Notification d'Échange de Bloc d'Effacement
Pointe de consommation	Les pointes de consommation d'électricité sont les pas de temps où la demande électrique est la plus élevée.
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie : la PPE actuelle est en vigueur depuis 2020, une nouvelle PPE est en cours de discussion dans le cadre de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC).
Prix à terme	Prix négocié à l'avance dont l'échéance de livraison peut être éloignée, pour une période allant de la semaine à l'année.
Prix de gros	Il peut s'agir soit du prix spot, soit d'un prix à terme (voir « Prix spot »).
Prix infrajournaliers	Prix caractérisant les transactions d'électricité pour livraison le jour même.
Prix spot	Prix de l'électricité fixé dans le couplage de marché J-1 (la veille pour le lendemain) sur 24 tranches horaires.
Red Electrica de Espana	Gestionnaire du réseau de transport d'électricité espagnol
Région Core	Région de calcul de capacité d'échanges et de couplage des marchés, incluant la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas, Autriche, la Slovaquie, la Pologne, la République tchèque, la Roumanie, la Croatie, la Hongrie et la Roumanie.
SFEC	Stratégie française pour l'énergie et le climat
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
STEP	Les "STEP" (stations de transfert d'énergie par pompage) sont des installations hydroélectriques qui puisent aux heures creuses de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont (lac d'altitude). L'eau est ensuite turbinée aux heures pleines pour produire de l'électricité.
Stock hydraulique	Le stock hydraulique à la maille France représente le taux agrégé de remplissage hebdomadaire des réservoirs et centrales de stockage hydraulique de type Lac. L'énergie de tête est celle que l'on peut produire sur la (seule) centrale directement rattachée au réservoir en fonction de son remplissage. Les données publiées constituent uniquement le stock en lien avec les énergies de tête et sont exprimées en MWh.
Taux de couverture	Le taux de couverture de la consommation correspond au ratio entre la production d'une filière et l'énergie consommée. Dans le Bilan électrique, les taux de couverture mensuels et annuels correspondent à une moyenne des taux de couverture calculés au pas 30 minutes.
Taux de décarbonation	Part du volume total de production d'électricité qui est issue de filières décarbonées (voir « Décarboné(e) »).
Températures normales	Moyennes de chroniques de températures passées, réputées représentatives de la décennie en cours. Sur la base de données Météo-France, elles sont calculées par RTE au niveau de la France entière grâce à un panel de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire.
Thermique fossile	Production d'électricité dans des centrales thermiques alimentées des combustibles fossiles : gaz, charbon ou fioul.
Thermique renouvelable et déchets	Production d'électricité dans des centrales thermiques alimentées par : bioénergies (biomasse solide et biogaz), déchets de papeterie, déchets ménagers (dont par convention 50 % est considérée comme renouvelable).
Thermosensibilité	Variation de la consommation d'électricité en lien avec les variations de température. Par exemple, la consommation d'électricité augmente en hiver lorsqu'il fait froid du fait de la présence du chauffage électrique.
Visite décennale	Réexamens périodiques pour les centrales nucléaires, menés tous les dix ans par l'ASN pour contrôler la conformité des installations au référentiel de sûreté et la réglementation applicables, incluant les prescriptions de l'ASN. À fin 2023, l'ensemble des 56 réacteurs avaient terminé leur deuxième visite décennale, 49 leur troisième et 17 leur quatrième.

Hypothèses concernant les facteurs d'émissions utilisés pour calculer les émissions de gaz à effet de serre de la production et de la consommation d'électricité

	Facteur d'émissions directes (g _{CO2eq} /kWh)	Facteur d'émissions sur le cycle de vie (g _{CO2eq} /kWh)
Nucléaire	0	7
Gaz - cycles combinés	331	389
Gaz - turbines à combustion	497	583
Gaz - cogénérations	461	540
Gaz - indéterminé	435	471
Hydrogène - cycles combinés	0	35
Hydrogène - turbines à combustion	0	34
Charbon	855	941
Lignite	961	1 040
Fioul	769	928
Autres fossiles	855	941
Hydro - fil de l'eau	0	6
Hydro - STEP	0	6
Hydro - réservoir	0	6
Éolien onshore	0	16
Éolien offshore	0	17
Solaire photovoltaïque	0	43
Bois	0	66
Biogaz	0	70
Biomasse	0	70
Déchets renouvelables	0	0
Déchets industriels	988	0
Déchets ménagers (part non-renouvelable)	988	0
Autres énergies renouvelables	0	70
Batteries	0	67
Véhicules électriques	0	0



Le réseau
de transport
d'électricité



RTE

Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com