



Le réseau
de transport
d'électricité

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

RAPPORT COMPLET

BILAN ÉLECTRIQUE 2024
RAPPORT COMPLET

Bilan électrique 2024

SOMMAIRE

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

1. LA CONSOMMATION

En 2024, la consommation électrique a cessé de diminuer et enregistre une légère hausse, tout en demeurant très inférieure à celle de la période d'avant-crise	6
Sous l'effet des températures élevées, la différence entre la consommation corrigée des aléas météorologiques et la consommation brute est importante	12

2. LA PRODUCTION

La production électrique retrouve des niveaux importants tout en atteignant un taux inédit de décarbonation	16
Une production nucléaire qui a désormais retrouvé un niveau normal, après la crise	19
La production hydraulique a atteint le niveau le plus élevé des dix dernières années	23
Une année peu favorable pour l'éolien terrestre, avec un faible facteur de charge et un développement des capacités qui ralentit	25
Deux nouveaux parcs éoliens en mer en service et une trajectoire de développement qui se précise	31
La production solaire photovoltaïque continue de progresser sous l'effet d'un développement record des capacités de production	33
Les écarts de la production éolienne et solaire ont été plus importants en 2024 que dans le passé	36
La production thermique renouvelable et à partir de déchets est restée stable en 2024	39
La production d'électricité d'origine fossile a atteint un minimum plus vu depuis 1952	40

3. LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Les prix spot de l'électricité en France ont retrouvé en 2024 des niveaux proches de l'historique d'avant-crise, confirmant la baisse initiée en 2023	44
Les prix français sur les marchés de gros sont redevenus parmi les plus compétitifs en Europe	47
En Europe, une baisse de prix généralisée, mais moins marquée dans les pays les plus dépendants du gaz	51
Les occurrences de prix négatifs ont doublé sur le marché spot français	55
Les différentes notions de prix de l'électricité (spot, à terme, etc.)	61

4. LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ

La séquence 2021-2024 a démontré la capacité du système électrique européen et de son architecture de marché à assurer une utilisation optimale des ressources, ce qui en fait un atout majeur dans le cadre de la transition énergétique du continent	64
En 2024, la France a enregistré le solde exportateur net le plus élevé de son histoire	67
La France a été exportatrice sur toutes ses frontières	70
Les exportations françaises se répandent au-delà des pays voisins	81
Avec la transformation des mix électrique français et européen, le système électrique français joue de plus en plus le rôle de « carrefour électrique »	83
La valorisation des exportations d'électricité en 2024 s'élève à plusieurs milliards d'euros	86
En matière de commerce extérieur, l'électricité pèse peu comparée aux combustibles fossiles	89

5. LES ÉMISSIONS

Les émissions de gaz à effet de serre du système électrique français ont atteint en 2024 un minimum historique, pour la deuxième année consécutive	90
Largement décarbonée depuis la fin des années 1980, la production française d'électricité l'est encore plus depuis les années 2010	91
Des émissions historiquement basses malgré un léger regain de la consommation domestique et une hausse massive des exportations	93
Même en tenant compte des émissions sur le cycle de vie, les émissions liées au système électrique français restent très faibles	95
Les exportations d'électricité bas-carbone française sont un atout pour le système électrique européen	97
Même à la maille horaire, l'intensité carbone du système électrique français est restée contenue toute l'année	99

6. L'EUROPE

La consommation européenne d'électricité est repartie légèrement à la hausse après deux années consécutives de baisse	101
Une production en augmentation, marquée par le développement des filières décarbonées remplaçant progressivement les filières fossiles	104
L'intensité carbone de la production d'électricité a baissé de près de 30 % en Europe depuis 2017	107
La France a été le premier exportateur net d'électricité en Europe en 2024, grâce à son parc de production bas-carbone, une caractéristique partagée par les principaux pays exportateurs en Europe	108
En Allemagne, l'éolien reste la première filière de production dans le mix, malgré quelques périodes de vent très faible	109

Les importations décarbonées ont permis à la Belgique de réduire sa production fossile en 2024	117
La Grande-Bretagne a achevé sa sortie de la filière charbon en 2024	121
L'Autriche a connu un bond de sa production solaire en 2024	124
En Pologne, la baisse de la production à partir de charbon, historiquement majoritaire, se poursuit	127
En Espagne, les renouvelables sont désormais majoritaires dans le mix de production	129

7. LA FLEXIBILITÉ

Introduction	131
L'analyse de la courbe de charge résiduelle montre les enjeux associés à la flexibilité	137
L'augmentation du volume d'énergie renouvelable écrêté renforce l'intérêt de développer dès aujourd'hui la flexibilité de la demande	142

8. L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES

Les énergies fossiles représentent près de 60 % de la consommation énergétique française, l'électricité moins de 30 %	144
L'électrification des transports	148
La consommation énergétique du secteur résidentiel est portée par le chauffage, qui reste encore carboné	152
La décarbonation de l'industrie, une opportunité pour l'économie française	155

ANNEXES

Glossaire	156
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	159

La consommation

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

En 2024, la consommation électrique a cessé de diminuer et enregistre une légère hausse, tout en demeurant très inférieure à celle de la période d'avant-crise

La consommation rompt avec la tendance baissière observée en 2022 et 2023

En 2024, la consommation d'électricité française (corrigée des aléas météorologiques) s'est élevée à **449,2 TWh**.

Ce niveau marque une très légère hausse (+3 TWh, soit +0,7 %¹) par rapport à l'année 2023

et une rupture avec la tendance à la baisse observée au cours des dernières années, sous l'effet d'un contexte macroéconomique légèrement plus favorable².

Il demeure toutefois **très inférieur** à celui observé au cours des années 2010 (de l'ordre de -30 TWh, soit -6 %, par rapport à la moyenne de la consommation au cours de la période 2014-2019).

Figure 1.1 - Consommation corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires entre 2000 et 2024.



1. Ces valeurs intègrent les volumes d'électricité autoconsommée en France.
2. Notamment, les prix du gaz et de l'électricité ont nettement diminué, se rapprochant désormais de ceux de la période 2014-2019 (voir chapitre Prix) et l'inflation est descendue à un niveau proche de 2 % en 2024 après avoir avoisiné les 5 % au cours des deux années précédentes.

Ces niveaux faibles résultent de l'effet combiné de l'augmentation des prix de l'électricité et des actions de sobriété durant la crise énergétique (qui produisent des effets pérennes) ainsi que des progrès continus en matière d'efficacité énergétique intervenus au cours de la dernière décennie.

Comme pour l'année 2023, les écarts par rapport à la période 2014-2019 ont été les plus forts pendant l'hiver, lorsque le chauffage des bâtiments constitue un levier additionnel pour les économies d'énergie, et les plus faibles pendant les mois de juillet et d'août. Ces mois correspondent à des périodes où l'activité économique ralentit habituellement : la baisse de consommation qui caractérise l'industrie, significative à la fois pendant la crise sanitaire et la crise énergétique, y est donc moins visible, ce qui contribue à réduire l'écart avec les périodes d'avant-crise. Notamment, la consommation électrique des grands consommateurs industriels³ a été inférieure d'environ -7,8 % au mois d'août 2024 à la moyenne des mois d'août pendant la période 2014-2019, contre -13 % pour les autres mois de 2024 comparés aux mêmes mois de la période 2014-2019.

La consommation électrique de l'année 2024 s'inscrit ainsi en rupture par rapport à la dynamique de

forte baisse de consommation observée depuis 2020 sous l'effet successif de la crise sanitaire puis de la crise énergétique. Ces baisses de consommation sont les plus importantes depuis la fin de la seconde guerre mondiale.

La crise sanitaire avait tiré la consommation à la baisse essentiellement pendant le premier confinement en 2020, qui avait mené à l'interruption d'une grande partie des activités économiques. Une fois ce confinement levé, la consommation était revenue à un niveau proche de celui de la période 2014-2019. Notamment, la reprise économique observée dès fin 2020 et au cours de l'année 2021 avait ramené la consommation à des niveaux proches de l'historique ; début 2022, elle était même légèrement supérieure.

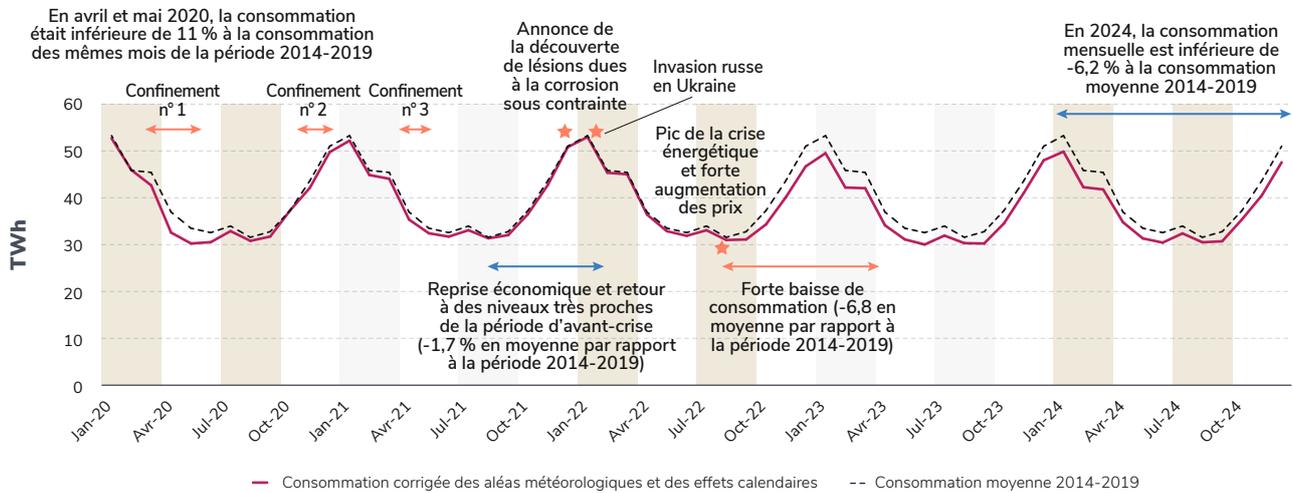
Ensuite, l'année 2022 a connu une triple crise énergétique provoquée par la réduction de la disponibilité nucléaire du fait des contrôles et réparations liés à la corrosion sous contrainte, par la sécheresse qui a fortement affecté la production hydroélectrique en Europe et par l'invasion russe en Ukraine, qui a engendré une importante hausse des prix des combustibles fossiles. À partir du mois d'août 2022, lorsque les prix de l'électricité ont atteint des niveaux historiquement élevés, la

Figure 1.2 - Consommation mensuelle corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires de 2024 et de la période 2014-2019



3. Consommateurs raccordés au réseau de transport (haute et très haute tension) géré par RTE (voir focus). Il s'agit majoritairement de grandes industries mais cela inclut quelques grands consommateurs tertiaires.

Figure 1.3 - Évolution mensuelle de la consommation corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires, entre 2020 et 2024



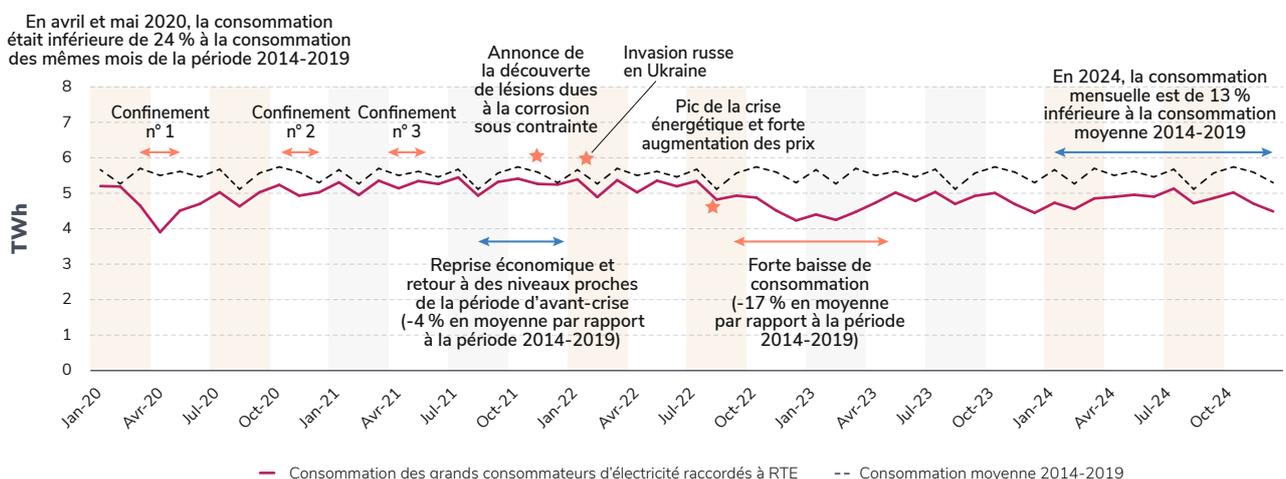
consommation électrique a significativement décliné par rapport à l'historique. Cette baisse a été moins intense que celle du premier confinement de 2020 mais bien plus longue, puisque la consommation a diminué pendant deux années consécutives (2022 et 2023). L'année 2024 marque donc une rupture de tendance, même si la consommation électrique n'a toujours pas retrouvé les niveaux de la période 2014-2019, malgré la relative amélioration du contexte macroéconomique et la baisse des prix de gros de l'électricité en 2023 et 2024.

Après deux années de baisse, la consommation des grands consommateurs industriels a crû de 2,4 % par rapport à l'année précédente

En 2024, la consommation des grands industriels a augmenté d'environ 2,4 % par rapport à l'année précédente.

En 2024, la consommation électrique des grands consommateurs industriels a augmenté d'environ 2,4 % par rapport à l'année 2023. Les industries

Figure 1.4 - Évolution mensuelle de la consommation des grands consommateurs d'électricité raccordés au réseau de RTE, entre 2020 et 2024



électro-intensives avaient été les plus affectées par la crise énergétique : l'augmentation de la consommation de ces acteurs économiques est un signe notable de reprise de leur activité.

Elle demeure toutefois, comme la consommation globale du pays, très en retrait par rapport à ses niveaux historiques : -12,7 % par rapport à la moyenne de la période 2014-2019 (et -8,2 % par rapport à son niveau de 2021).

Certains secteurs ont été plus affectés par la crise sanitaire (la construction automobile et le transport ferroviaire notamment). D'autres, plus consommateurs en énergie, ont été plus affectés par la crise énergétique : l'industrie chimique, la métallurgie, le secteur du papier-carton, ont subi au plus fort de la crise énergétique une baisse de consommation électrique d'environ 20 % par rapport à la moyenne 2014-2019.

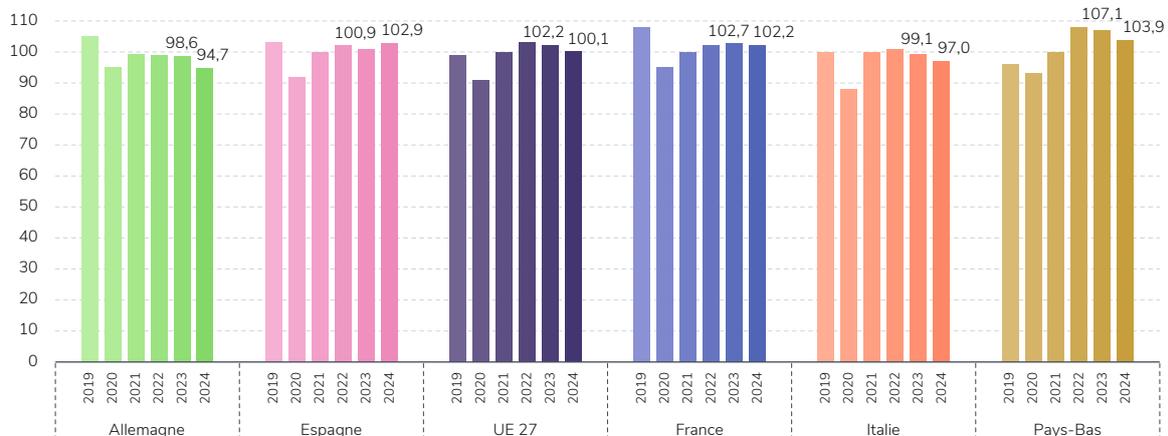
Le secteur du papier-carton, qui avait été fortement touché par la crise énergétique, est celui qui a montré les plus forts signes de reprise de la consommation en 2024 (+9,6 % par rapport à 2023). Le secteur des transports (notamment ferroviaires) a également vu sa consommation augmenter de 2,7 %, soit

un peu plus que la moyenne des grands consommateurs raccordés au réseau de RTE. Les industries chimiques et la métallurgie, également très touchées par la crise, ont vu leur consommation augmenter d'environ 1 %. En revanche, malgré la tendance globalement haussière, d'autres secteurs comme la fabrication de produits minéraux non métalliques et l'industrie automobile ont continué d'enregistrer une baisse de leur consommation (environ -5 % et -2,9 % respectivement par rapport à 2023).

La production industrielle française a mieux résisté que celles d'autres pays européens

L'indice de production industrielle française a été en 2024 très légèrement inférieur à celui de l'année 2023. Malgré la légère augmentation des prix des matières premières constatée en 2024 et la dégradation tendancielle du climat des affaires identifiée par les enquêtes de l'INSEE⁴, la production industrielle en France est demeurée proche de celle de l'année précédente, inversement à celles d'autres pays européens. Notamment, l'Allemagne et l'Italie, qui disposent des deux productions industrielles les plus importantes de l'Union Européenne, ont affiché une baisse de production conséquente en 2024 (respectivement -4 et -2 points d'indice, contre moins d'un point en France).

Figure 1.5 - Indice de production industrielle en base 100 (2021) des cinq principaux producteurs industriels de l'Union européenne, et de l'UE en moyenne



Source : Eurostat

sur les 11 premiers mois de l'année 2024

4. En décembre 2024, le climat des affaires dans l'industrie est stable – Informations rapides - 316 | Insee



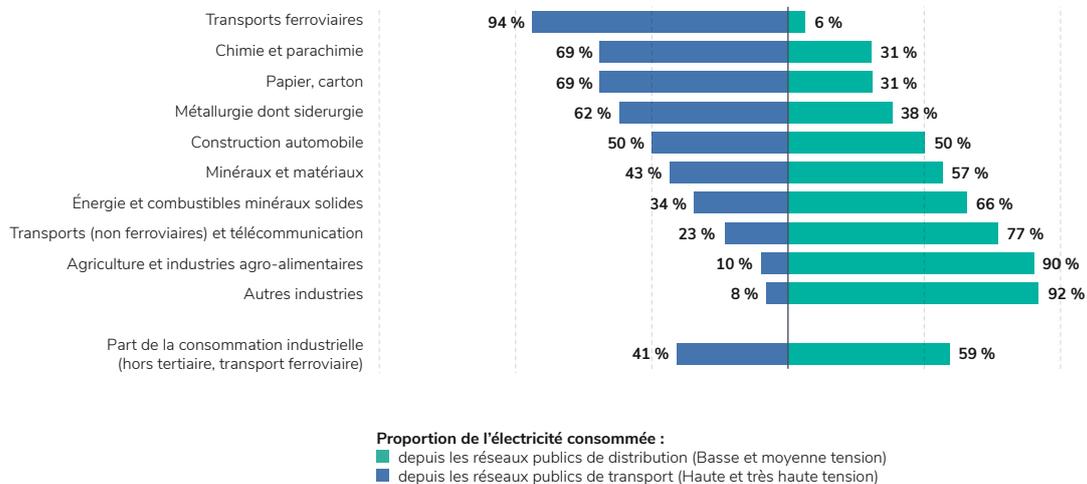
FOCUS

La consommation industrielle est soutirée à 40 % sur le réseau de transport (à haute et très haute tension), avec des différences marquées entre les secteurs

La consommation électrique de l'industrie est alimentée à la hauteur de 40 % par le réseau de transport d'électricité à haute et très haute tension (géré par RTE) et à la hauteur de 60 % par les réseaux de distribution, à basse et moyenne tension (gérés majoritairement par Enedis mais également par les entreprises locales de distribution). Les industries raccordées au réseau de transport sont des grands consommateurs d'électricité, comme les entreprises du secteur de

la chimie, du papier-carton ou de la sidérurgie. Les secteurs industriels caractérisés par des usines relativement moins consommatrices et plus nombreuses, comme le secteur de l'agroalimentaire, sont principalement alimentés par les réseaux de distribution. Le réseau de transport alimente également quelques entreprises du secteur tertiaire et les transports ferroviaires, qui soutirent de ce réseau 94 % de leur consommation d'électricité.

Figure 1.6 - Proportion de la consommation électrique des industries françaises soutirée depuis le réseau de transport et de distribution en 2023 (segmentation selon la NAF REV2)



L'électrification des usages est un défi d'ampleur, qui relève du temps long

Même si une électrification des usages est amorcée, notamment dans les transports, ses effets ne sont pas encore suffisamment visibles pour contrebalancer cette baisse. D'une part parce que l'électrification des usages actuels, comme la mobilité, le chauffage qui est encore largement alimenté par les fossiles, ou certains process industriels, est un processus de long cours au sein de systèmes qui possèdent une certaine inertie (renouvellement du parc de véhicules, renouvellement des logements, etc.). D'autre part parce que l'apparition de

nouveaux usages (comme la construction d'électrolyseurs) présente aussi un certain délai de mise en œuvre. L'abondance de production décarbonée à bas coût en France en 2024 (qui a été valorisée à l'exportation) montre que dès aujourd'hui le pays dispose des capacités d'accueillir une électrification importante des usages, un atout majeur pour répondre au défi de la transition énergétique, ainsi qu'aux tensions croissantes au niveau géopolitique et à la montée des nouveaux protectionnismes qui peuvent affecter les approvisionnements en pétrole et gaz et les coûts de ces combustibles.

Sous l'effet des températures élevées, la différence entre la consommation corrigée des aléas météorologiques et la consommation brute est importante

La consommation brute a été l'une des plus faibles des dix dernières années

La consommation brute d'électricité de l'année 2024 s'est élevée à 442,2 TWh, soit un niveau légèrement supérieur (+0,9 %) à celui de 2023 (438,5 TWh), alors que les deux années font partie des cinq les plus chaudes depuis le début des mesures en France⁵. Une partie de la hausse constatée est due à l'effet calendaire, puisque l'année 2024 est une année bissextile. En enlevant la consommation du 29 février (1,4 TWh) la hausse s'élève à 0,5 %.

Les températures en 2024 ont été en moyenne supérieures aux normales de saison, ce qui a réduit les besoins de consommation électrique pour le chauffage en hiver, et augmenté la consommation électrique en été, pour les besoins de climatisation. L'effet de la réduction des besoins de chauffage en hiver a été prépondérant, puisque la consommation électrique est plus thermosensible en hiver qu'en été.

Les conditions météorologiques de 2024 conduisent ainsi à des valeurs de consommation, avant correction, inférieures à la consommation corrigée.



FOCUS

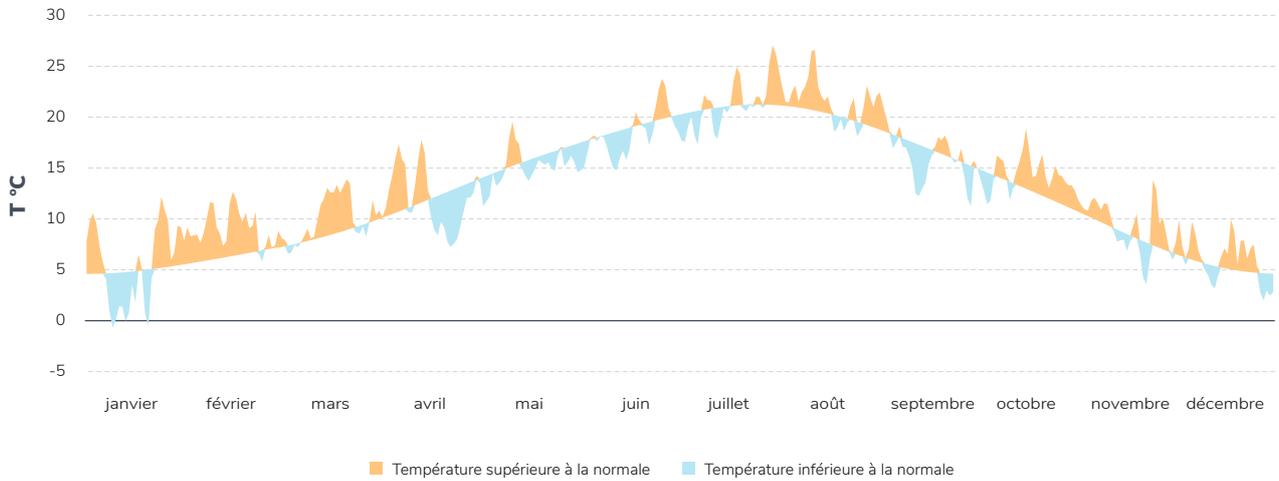
Pourquoi corriger la consommation du climat ?

RTE réalise systématiquement une correction des données brutes de consommation d'électricité mesurées afin de permettre une comparaison d'une année sur l'autre indépendamment de la variabilité météorologique, et une identification des effets structurels qui affectent le niveau de consommation. Notamment, la consommation corrigée du climat est la consommation d'électricité qui aurait eu lieu si les températures avaient été

alignées sur les températures de référence pour la période. Le calcul est réalisé sur la base des données de consommation et de température. Par exemple, si lors d'une semaine d'hiver les températures sont plus élevées que les normales de saison, la consommation brute (c'est-à-dire non corrigée) sera plus faible que la consommation ramenée aux températures normales. Une correction des années bissextiles est aussi réalisée.

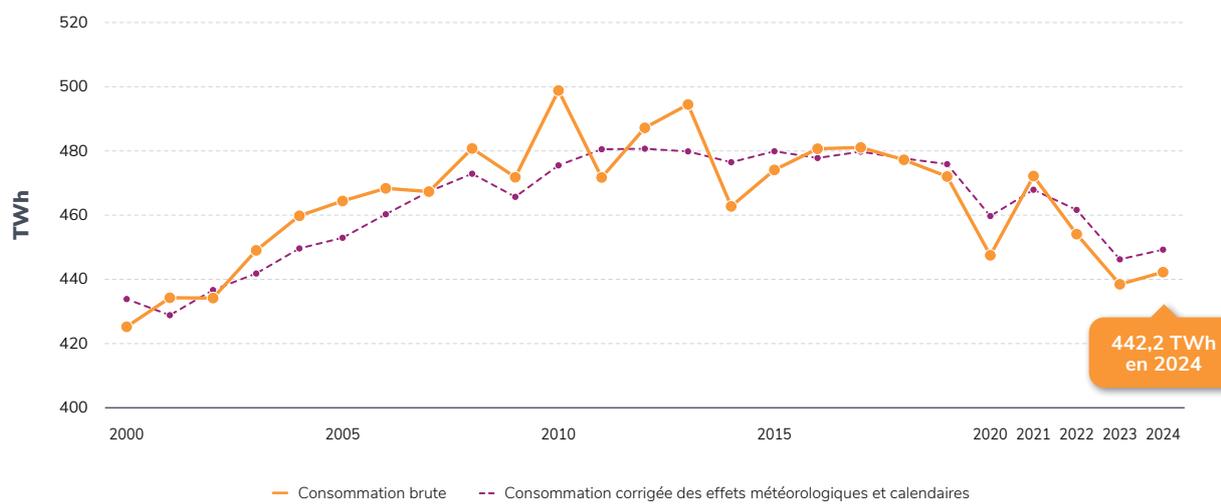
5. [Bilan climatique 2024 en France | Météo-France](#)

Figure 1.7 - Températures mensuelles moyennes en 2024 et températures normales



Ces niveaux faibles sont sensiblement inférieurs à ceux constatés pendant les années 2010.

Figure 1.8 - Évolution de la consommation non corrigée des aléas météorologiques depuis 2000.



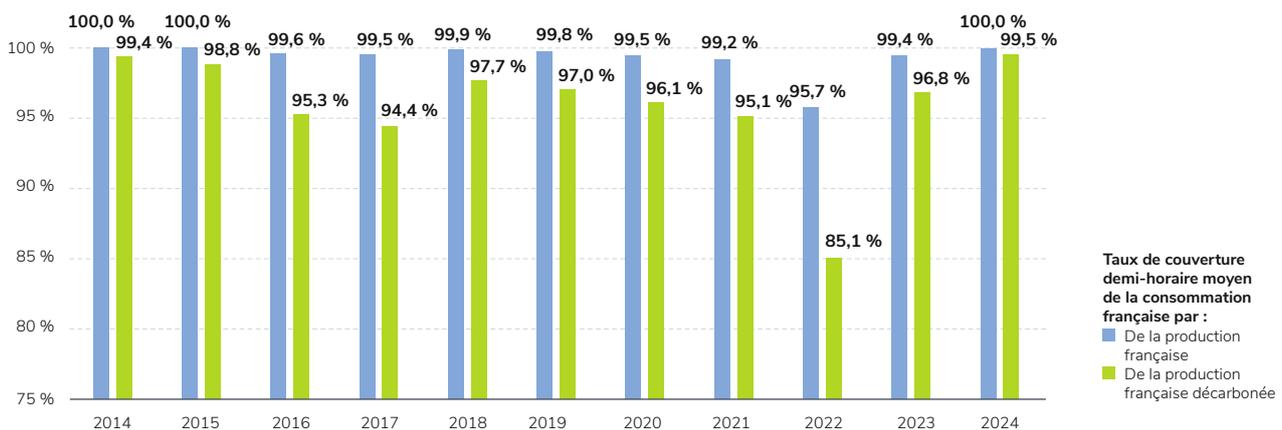
La production française a presque toujours couvert intégralement la consommation

L'année 2024 a ainsi été simultanément marquée par un niveau de consommation en légère hausse et une production, notamment décarbonée⁶, très abondante (production nucléaire au plus haut des cinq dernières années, production hydraulique jamais aussi haute depuis 2013, productions éolienne et solaire qui poursuivent leur développement, cf. chapitre Production). En conséquence,

le taux de couverture moyen de la consommation française par la production française a atteint 100 % en 2024 et celui de la production décarbonée s'est élevée à 99,5 % pour la première fois depuis une décennie.

Notamment les années 2014 et 2015 avaient été caractérisées par une consommation brute relativement faible (462 TWh et 474 TWh) et une production nucléaire élevée (415,8 TWh et 416,8 TWh)⁷. Par ailleurs, la production thermique avait été plus élevée ces deux années qu'en 2024.

Figure 1.9 - Taux de couverture demi-horaire moyen de la consommation française par la production française (bleu) et par la production française décarbonée (vert)



La pointe de consommation de l'année 2024 a été l'une des plus faibles de la décennie

Les niveaux de consommation journalière les plus élevés de l'année 2024 ont été observés entre le 8 et le 20 janvier. Pendant cette période, la température s'est située 3 °C en dessous des normales de saison, ce qui entraîné une augmentation de la

consommation d'électricité journalière. La puissance électrique demandée à chaque instant a elle aussi été très importante : les niveaux de consommations faisant partie des 1 % les plus élevés de l'année ont tous été constatés pendant ces jours. La pointe de consommation annuelle a été enregistrée le mercredi 10 janvier à 19 h, à la hauteur de 86,0 GW. Il s'agit d'un niveau plus élevé que celui de l'année précédente, mais qui s'inscrit – avec

6. Le mix de production était décarboné à 95 %, également un niveau historique.

7. 2015 est par ailleurs la dernière année jusqu'à présent pour laquelle la production nucléaire annuelle française a dépassé les 400 TWh.

Figure 1.10 - Maxima hebdomadaires de consommation, en 2024

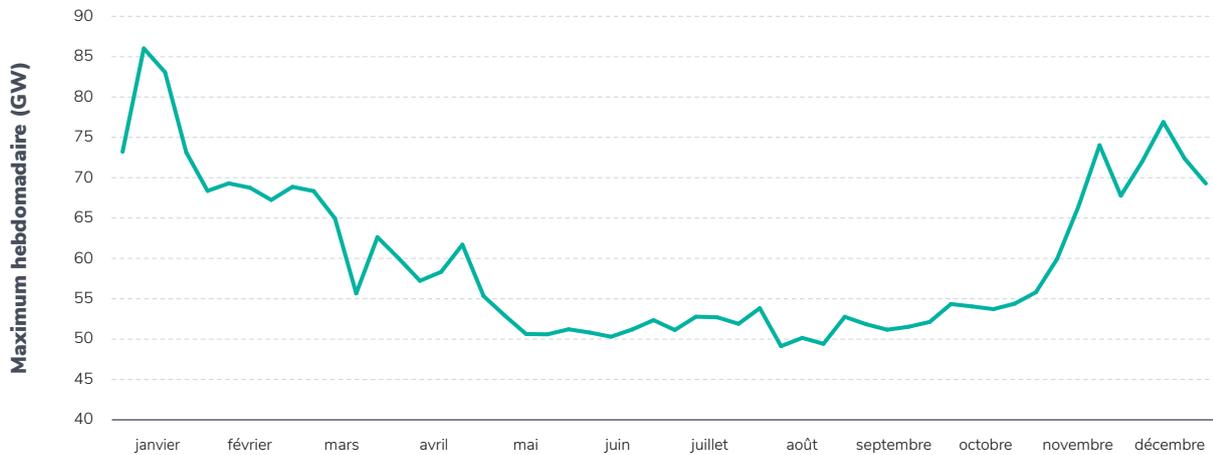


Figure 1.11 - Évolution de la pointe de consommation annuelle entre 1990 et 2024



les pointes de consommation des années 2014 et 2020 (caractérisées par des hivers doux) – parmi les plus faibles des dix dernières années.

Même lors des périodes de forte consommation, celle-ci a principalement été couverte par de la production décarbonée

Les plus forts niveaux de consommation électrique de l'année ont été couverts en grande partie par la

production décarbonée. Les productions nucléaire et hydraulique ont conjointement couvert plus de 85 % de la consommation durant les 10 % des heures de l'année avec la plus forte consommation (un taux qui n'avait plus été atteint depuis l'année 2015, où il s'était élevé à environ 89 %).

Pendant ces mêmes heures, la production éolienne a atteint 6,3 GW et a couvert 9 % de la consommation en moyenne (soit des valeurs légèrement supérieures à la moyenne de la production thermique au cours de ces mêmes périodes).

La production

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

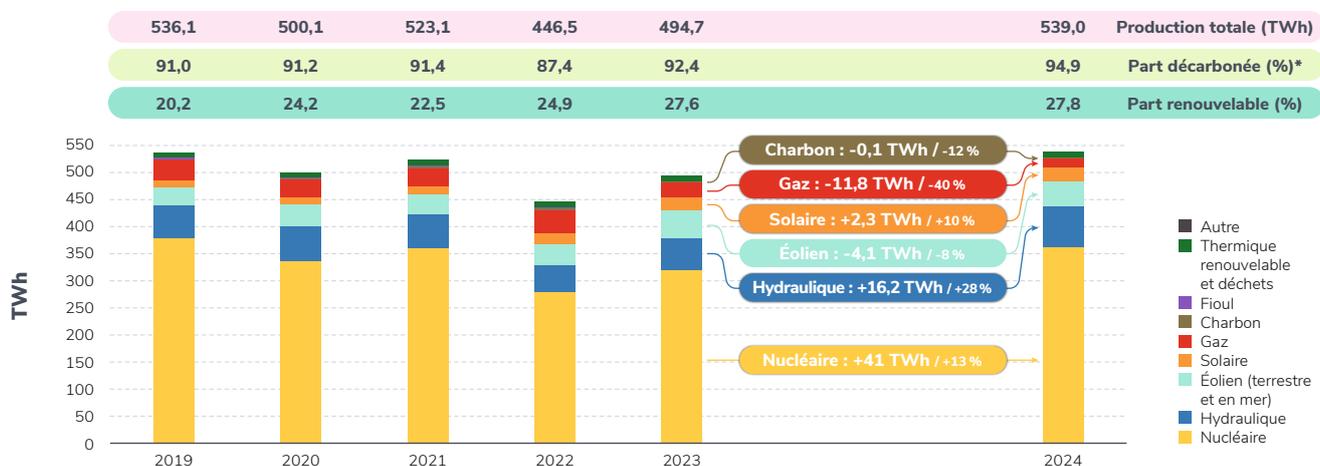
La production électrique retrouve des niveaux importants tout en atteignant un taux inédit de décarbonation

La production française a continué de croître en 2024, en atteignant un niveau inédit de décarbonation

Toutes filières confondues, le volume de production d'électricité en France a progressé pour la deuxième année consécutive en 2024 (+9 % par rapport au niveau de 2023), dans les mêmes proportions qu'en 2023, où la production avait augmenté de 10,8 %

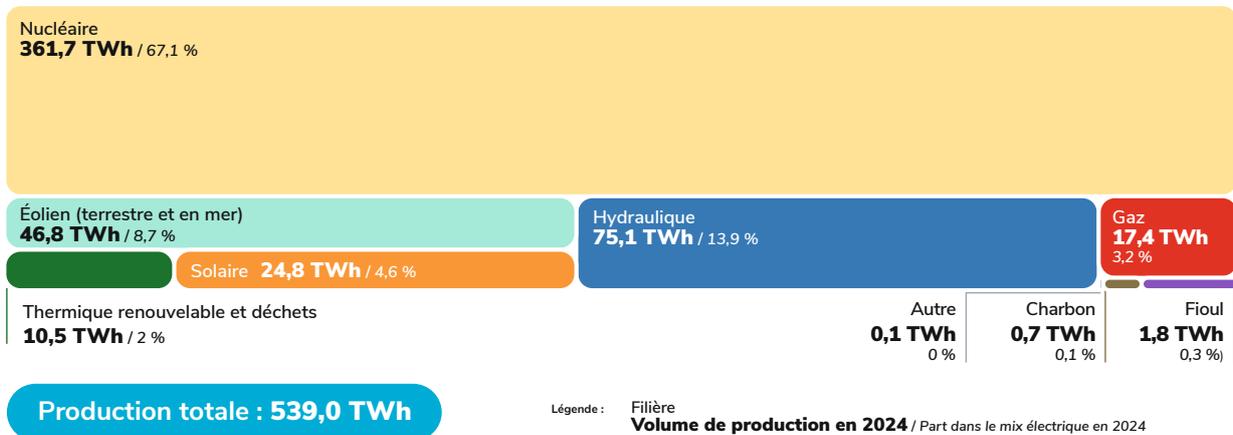
par rapport à 2022. Le niveau de production d'électricité a ainsi atteint 539 TWh en 2024, dépassant pour la première fois son niveau d'avant les crises sanitaire et énergétique (537,5 TWh en moyenne sur la période 2014-2019). La hausse de la production d'électricité en 2024 s'explique essentiellement par l'augmentation des productions nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+16,2 TWh) et, dans

Figure 2.1 : Évolution de la production d'électricité par filière, en France, entre 2019 et 2024, part de production décarbonée et part renouvelable



* 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 2024 et répartition par filière



une moindre mesure, de celle de la production solaire (+2,3 TWh). Dans le même temps, la production d'électricité à partir de ressources fossiles a significativement baissé en 2024 (-11,6 TWh par rapport à son niveau de 2023) pour atteindre son minimum depuis 1952. **Le volume de production décarbonée n'a jamais été aussi élevé, grâce au redressement du nucléaire, à une année pluvieuse qui a favorisé la production hydraulique, et au développement de la production éolienne et solaire au cours des dix dernières années. Ainsi, la part de production décarbonée a atteint en 2024 un niveau historique (95 %).**

Après avoir atteint en 2022 son plus bas niveau depuis 1988, la production nucléaire a commencé à se redresser en 2023 et a complété son redressement en 2024 (atteignant 361,7 TWh), avec la fin des arrêts pour maintenance et contrôles liés au phénomène de corrosion sous contrainte. L'année 2024 a par ailleurs été caractérisée par un record de production renouvelable, s'établissant à un niveau de 150 TWh, soit près de 28 % de la production totale française. Ce record résulte de la combinaison du niveau inédit de la production hydraulique renouvelable¹ (69,8 TWh) et de la croissance des volumes de production éolienne et solaire au fil des années (71,6 TWh en 2024 contre 45,8 TWh en 2019).

En 2024, le parc électrique français a connu une croissance historique de ses capacités de production avec la mise en service de nouveaux parcs éoliens en mer et un développement record des installations photovoltaïques

Le parc de production d'électricité a continué de se développer en 2024, atteignant 155,5 GW de capacités installées à fin décembre, soit une augmentation de 6,7 GW par rapport au parc installé en fin d'année 2023, portée par les capacités solaires et dans une moindre mesure éoliennes. Le parc de production d'électricité français n'a pas connu pareille évolution depuis le développement du parc nucléaire au début des années 1980. Cette valeur ne prend pas en compte le nouveau réacteur nucléaire de la centrale de Flamanville (d'une puissance de 1,6 GW). En effet, le réacteur a été couplé au réseau le 21 décembre 2024, mais sa mise en service commerciale est prévue courant 2025, ce qui portera le parc nucléaire à 63,0 GW (voir le focus dans la partie dédiée au nucléaire), proche du niveau qu'il avait avant la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim (63,1 GW).

Près de trois-quarts des nouvelles capacités de production installées en 2024 sont des

1. La production hydraulique renouvelable correspond à la production hydraulique à laquelle est retranchée 70 % de la consommation de pompage des STEP, suivant la directive européenne 2009/28/CE. Elle n'a jamais été aussi élevée (alors que la production hydraulique totale a été en 2024 la plus élevée depuis 2013).

Figure 2.3 : Parc de production d'électricité en France à fin 2024 et répartition par filière

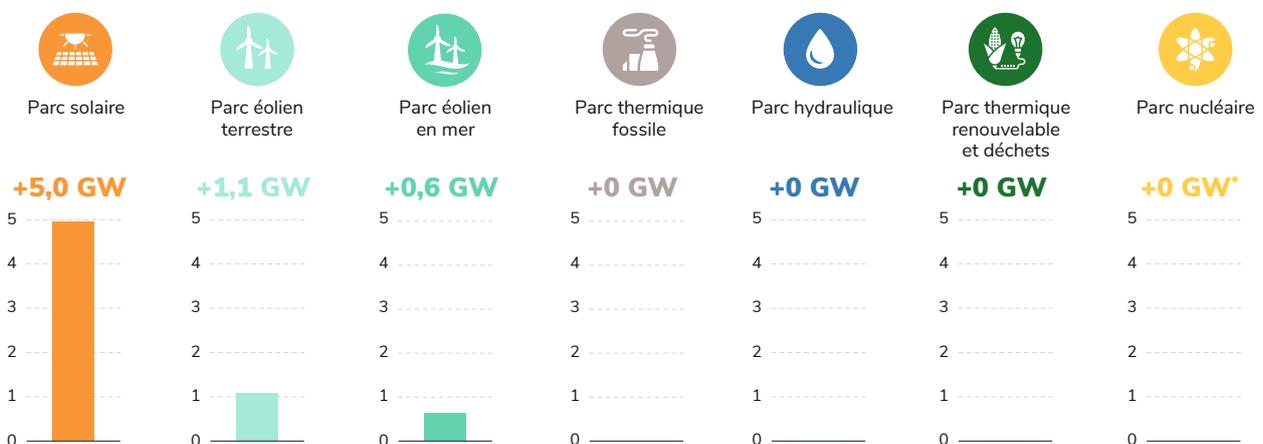


installations solaires photovoltaïques, qui ont connu un développement record (+5,0 GW) pour la deuxième année consécutive, accélérant encore le rythme par rapport à 2023 (+3,3 GW). La puissance des capacités installées photovoltaïques en France (24,3 GW) surpasse désormais celle des installations éoliennes terrestres dont le rythme de croissance a ralenti pour la seconde année consécutive. La puissance de production éolienne

terrestre nouvellement installée en 2024 (1,1 GW) est la plus faible depuis 2020. En mer, les parcs éoliens de Fécamp et de Saint-Brieuc ont été complétés et sont en pleine exploitation depuis mai 2024 : ils portent à 1,5 GW les capacités éoliennes en mer du parc électrique français.

Les capacités de production thermique et hydraulique du parc français n'ont pas évolué en 2024.

Figure 2.4 : Évolution du parc français de production d'électricité au cours de l'année 2024



* Hors Flamanville 3 qui sera mis en service en 2025

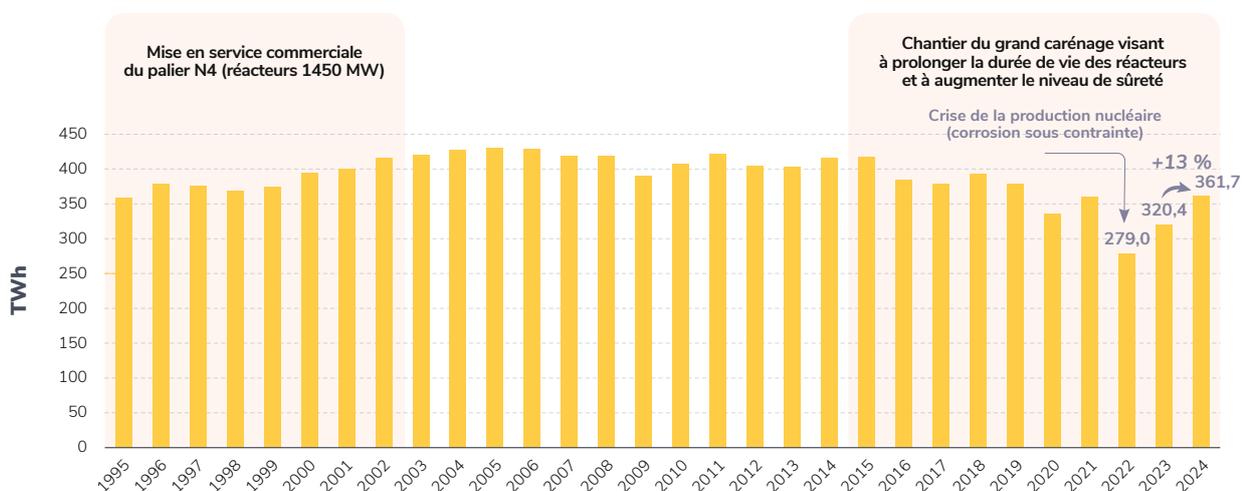
Une production nucléaire qui a désormais retrouvé un niveau normal, après la crise

Le volume de production a augmenté de 13 % en 2024 par rapport à l'année précédente complétant son redressement par rapport au point bas de 2022

La production d'électricité nucléaire s'est établie en 2024 à 361,7 TWh soit une hausse de près de 13 % par rapport à la production nucléaire de 2023 (320,4 TWh), poursuivant la nette progression du volume de production déjà entamée en 2023

(+15 % par rapport à 2022). Pour rappel, l'année 2022 avait été caractérisée par la grave crise de la production de la filière après l'identification dans de nombreux réacteurs de défauts liés au phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Le niveau de production de 2024 a dépassé celui atteint en 2021 (360,7 TWh) et devient ainsi le plus élevé depuis la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020. En 2024, la filière nucléaire a représenté 65 % du mix de production français.

Figure 2.5 : Évolution de production nucléaire en France depuis 1995



Q FOCUS

Couplage de l'EPR de Flamanville

La 21 décembre 2024, l'EPR (European pressurized reactor) de Flamanville, troisième réacteur de la centrale et premier réacteur du type EPR à être construit en France, a été couplé au réseau. EDF indique que le réacteur devrait rester en phase d'essai pendant plusieurs mois jusqu'à sa mise en service commerciale². Avec une puissance électrique nette installée de 1 620 MWe³, il s'agit du réacteur le plus puissant du parc français, et l'installation de production d'électricité la plus importante d'Europe légèrement devant le réacteur EPR d'Olkiluoto en Finlande. C'est aussi le premier réacteur à être couplé au réseau dans l'hexagone depuis le réacteur de Civaux 2 en 1999 (mis en service commercialement en 2002). Ce sera le quatrième EPR à être mis en service au monde, après les deux réacteurs de Taishan en Chine (1 660 MWe) en

2018 et 2019 et celui d'Olkiluoto en Finlande (1 600 MWe) en 2023.

Le raccordement de ce réacteur, dont la construction a débuté en 2007, était prévu en 2012 selon le planning initial. Plusieurs événements ont contribué à ce retard. En particulier, pendant la construction, des défauts ont été découverts sur les soudures des lignes de vapeur traversant les deux parois de l'enceinte de confinement. En outre, une anomalie de fabrication a été identifiée sur le couvercle de la cuve du réacteur, qui devra être remplacé lors du premier arrêt du réacteur pour rechargement en combustible, prévu en 2026 selon les informations fournies par EDF au titre du règlement européen REMIT. Selon ces mêmes informations, le réacteur devrait produire 14 TWh d'ici ce premier arrêt.

2. Voir le [message d'EDF du 18/12/2024 sur la Plateforme des Informations Privilégiées](#) et le communiqué de presse EDF du 21/12/2024.
3. Dernière valeur déclarée par l'exploitant dans la plateforme de transparence de l'ENTSO-E à fin 2024.

La disponibilité du parc nucléaire a été plus élevée en 2024 que les deux années précédentes mais reste en retrait par rapport à un historique plus lointain

Le taux de disponibilité du parc nucléaire⁴, déduit des déclarations du producteur sur la plateforme transparence de l'ENTSO-E, c'est-à-dire le rapport entre la capacité disponible pour produire et la capacité installée

du parc a été de 71,5 % en 2024. La capacité disponible pour produire est celle qui reste après avoir pris en compte les réacteurs arrêtés et ceux pour lesquels la puissance de production est limitée, sur la base des déclarations de l'exploitant. Le niveau de disponibilité de 2024 représente une nette progression par rapport aux années 2023 (62,9 %) et 2022 (54,1 %, minimum historique) et est légèrement supérieur à celui de 2021 (69,7 %), se rapprochant de la moyenne des années 2015-2019 (73,6 %).

Figure 2.6 : Disponibilité journalière du parc nucléaire français

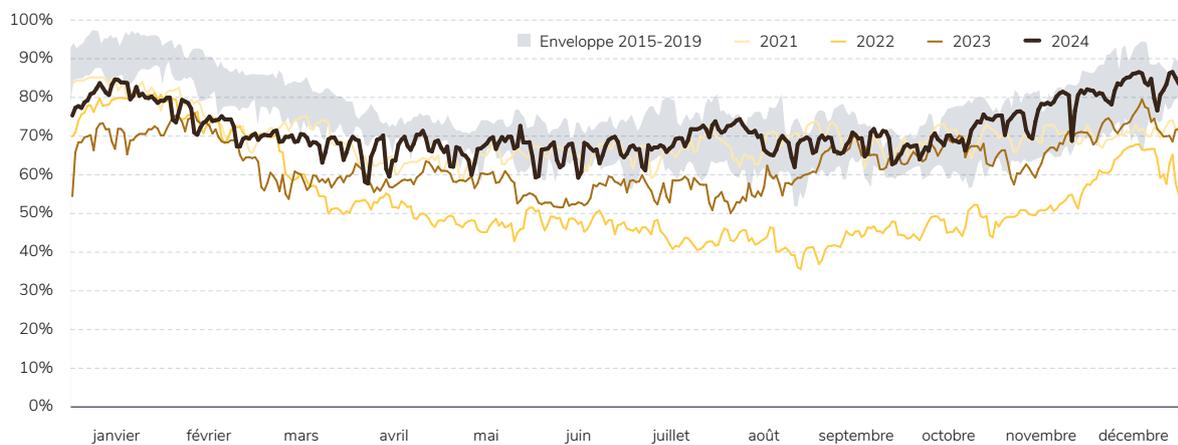
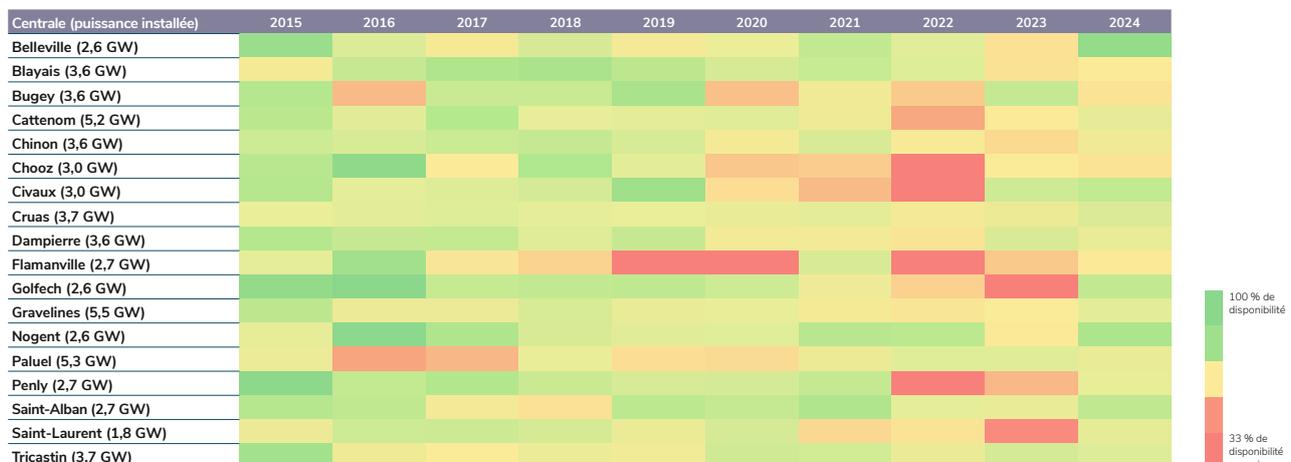


Figure 2.7 : Taux de disponibilité moyen par centrale nucléaire et par année



4. Il 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.

L'augmentation de la disponibilité explique en grande partie le rétablissement du volume de production observé en 2024 par rapport aux deux années précédentes. Cependant, par rapport à un historique plus lointain (avant 2015) le taux de disponibilité de 2024 reste en retrait.

Notamment à la fin des années 2000 et au début des années 2010, le taux de disponibilité moyen du parc était nettement plus élevé. En effet, le programme industriel de « Grand carénage », dont l'objectif est la prolongation de la durée de fonctionnement des installations et le renforcement de leur sûreté, n'avait pas encore commencé et le parc en fonctionnement était plus récent.

En 2024, les effets du phénomène de corrosion sous contrainte sur la production ont presque disparu

L'année 2024 a vu un volume de travaux de réparation en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte du parc nucléaire bien moindre que ceux des années 2022 et 2023 : le volume total d'indisponibilités en 2024 liées à ces travaux est d'environ 2 TWh, contre plusieurs dizaines de TWh au cours des deux années précédentes. Cependant, le nombre de contrôles (ne générant pas d'indisponibilités) des soudures déterminées comme à risque est resté très important. Ces contrôles ont été réalisés à l'aide d'examen non destructifs développés par EDF spécifiquement pour traiter les suspicions de corrosion sous contrainte et ont eu lieu pendant des maintenances prévues, aucun arrêt dédié n'a donc été nécessaire.

En 2024, les seuls travaux de réparation en lien avec la corrosion sous contrainte prévus et réalisés ont été le remplacement préventif des lignes sensibles du réacteur de Cattenom 4 lors de sa troisième visite décennale en début d'année et de celle de Nogent 2 lors d'une visite partielle à l'automne. Ces réparations ont a priori pu être faites en parallèle des autres travaux de maintenance, n'entraînant pas de pertes de production⁵.

Concernant les travaux de réparation non prévus, dès la fin 2023 l'exploitant mettait en avant une liste de 13 réacteurs dont les contrôles des soudures pourraient mener à des remplacements de tuyauteries et à un mois d'arrêt supplémentaire, avec une probabilité de se produire d'une chance sur trois (d'après retour d'expérience). Dans ce cadre, à la suite de l'identification de défauts lors des contrôles des soudures, le remplacement de tronçons de tuyauteries des réacteurs Blayais 4 et Paluel 2 ont eu lieu, avec environ un mois d'arrêt supplémentaire pour chacun de ces renouvellements. Ce sont finalement les seuls réacteurs parmi les 13 initialement repérés qui ont nécessité un prolongement des opérations de maintenance, donnant lieu aux 2 TWh d'indisponibilité évoqués plus haut.

Comme signalé par EDF, le contrôle des soudures à risque devrait se poursuivre jusqu'à fin 2025 lors d'arrêts programmés, puis leur surveillance devrait être intégrée dans le programme de maintenance à long terme des réacteurs. Pour l'année 2025, comme en 2024, EDF communique une liste de 23 réacteurs dont les soudures seront contrôlées lors de maintenances prévues, avec une chance sur six de voir l'arrêt prolongé d'un mois.

5. Les opérations de maintenance sur les deux réacteurs concernés ont par ailleurs été plus courtes que ce qui était initialement prévu.

La production hydraulique a atteint le niveau le plus élevé des dix dernières années

Le niveau de production des centrales hydroélectriques s'est établi à 75,1 TWh en 2024⁶, soit une hausse de 28 % par rapport aux 58,8 TWh produits en 2023. Il s'agit du niveau le plus élevé

depuis 2013 (75,5 TWh), atteint grâce à des précipitations abondantes, l'année 2024 ayant été l'une des dix années les plus pluvieuses depuis 1959⁷. La hausse a été plus importante pour les

Figure 2.8 : Évolution de la production hydraulique en France entre 1995 et 2024

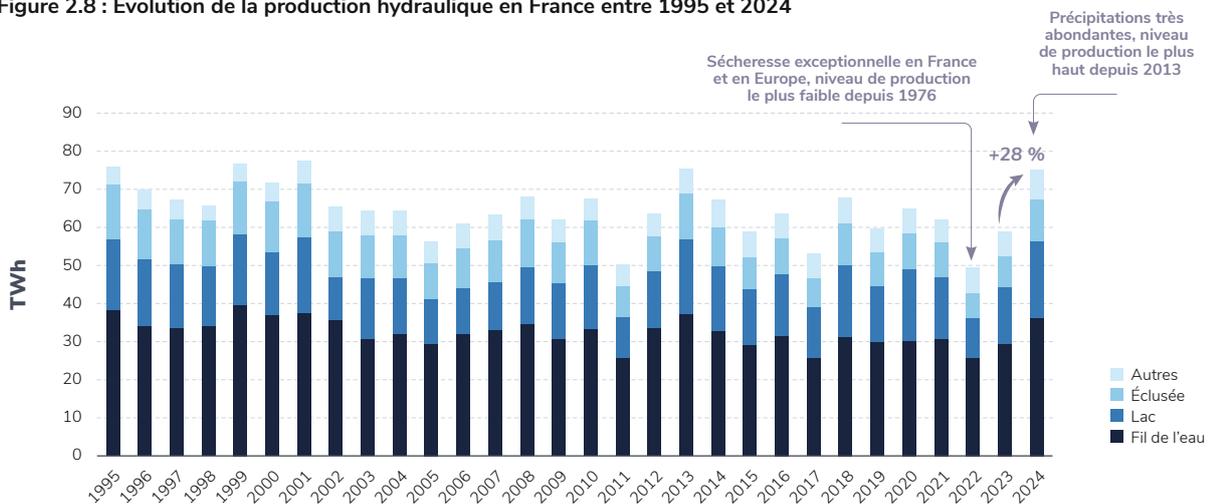
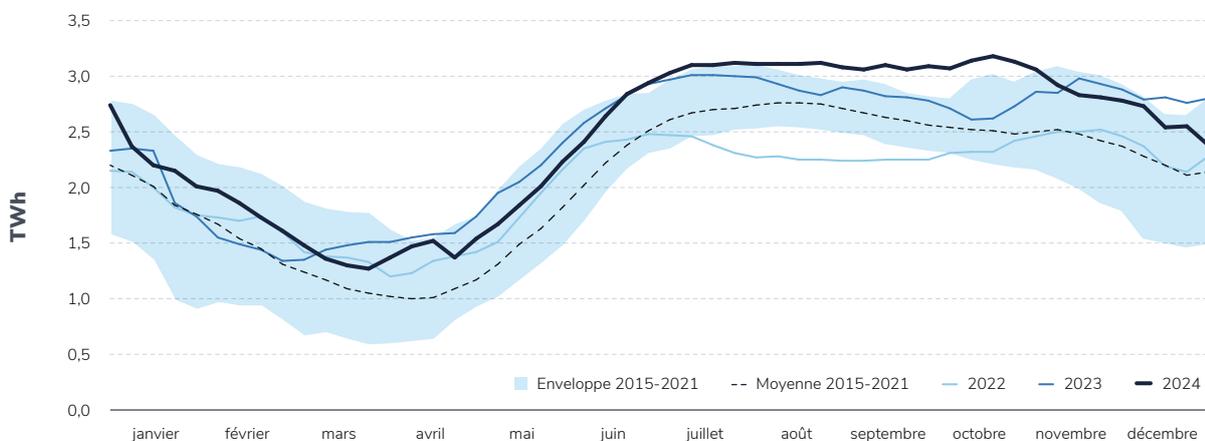


Figure 2.9 : Évolution hebdomadaire du stock hydraulique au cours de l'année 2024 en France et comparaison avec les années précédentes



6. Dont 69,8 TWh renouvelables (pour obtenir la production hydraulique renouvelable, la production totale est retranchée de 70 % de la consommation de pompage des STEP, suivant la directive européenne 2009/28/CE).

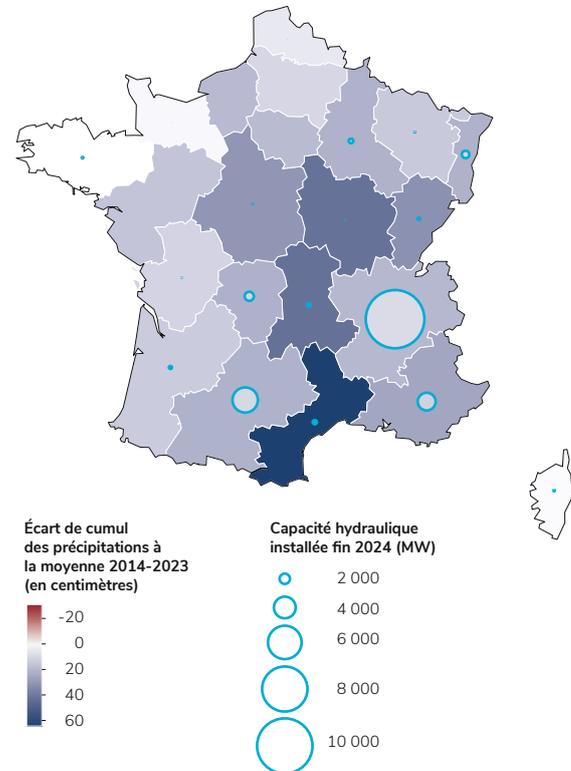
7. Voir le Bilan Climatique de Météo-France [Bilan climatique 2024 en France | Météo-France](#)

productions de centrales de type lac et éclusée (+33 % et +36 % respectivement) que pour celles au fil de l'eau (+23 %). Ce niveau est à comparer à celui de 2022 (49,6 TWh), année marquée par un fort déficit de précipitations, qui avait été caractérisée par la plus faible production depuis 1976.

L'hydraulique a représenté 13,9 % de la production totale d'électricité en France en 2024, restant la deuxième filière de production électrique après le nucléaire, et la première parmi les filières renouvelables. Cette production exceptionnelle a permis à la filière hydraulique de dépasser les volumes de production combinés des filières solaires et éoliennes (71,6 TWh) pour la première fois depuis 2021. Le parc installé éolien et photovoltaïque continuant de se développer, il est peu probable que cela se reproduise dans les années à venir.

Le stock hydraulique est resté à des niveaux élevés par rapport à l'historique tout au long de l'année 2024, en lien avec des précipitations très importantes dans les Alpes et dans les Pyrénées⁸. Entre juin et octobre il a même atteint des valeurs record, jamais vues au cours des dix dernières années.

Figure 2.10 : Excédent de précipitation en France au cours de l'année 2024, par rapport à la moyenne 2014-2023



Sources des données : Copernicus Climate Change Service* et RTE

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

8. [Bilan climatique 2024 en France | Météo-France](#) Le bilan climatique indique des précipitations par rapport à une référence 1991-2020 en Auvergne - Rhône-Alpes et en PACA de +16 % et +21 % respectivement et en Occitanie et Nouvelle Aquitaine de +4 % et +18 %.

Une année peu favorable pour l'éolien terrestre, avec un faible facteur de charge et un développement des capacités qui ralentit

La production éolienne terrestre a reculé en 2024 par rapport à son niveau de 2023, malgré le développement du parc

La production éolienne terrestre française s'est établie à 42,8 TWh au cours de l'année 2024, une

diminution de 12,6 % par rapport à son niveau de l'année 2023 (-6,1 TWh). Ce recul reflète notamment un déficit de vent en 2024 par rapport à l'année précédente⁹. Les tempêtes de fin d'année 2024 ont toutefois permis d'atteindre ponctuellement un nouveau record de production de la filière (près de 18 GW), qui a été atteint le 24 novembre 2024.

Figure 2.11 : Évolution de la production éolienne terrestre en France depuis 1995

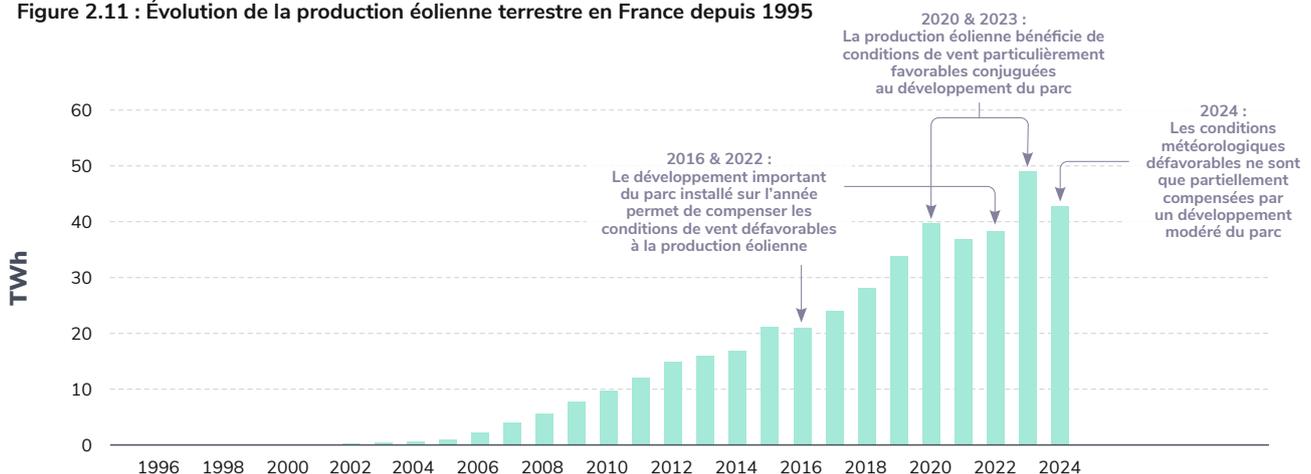
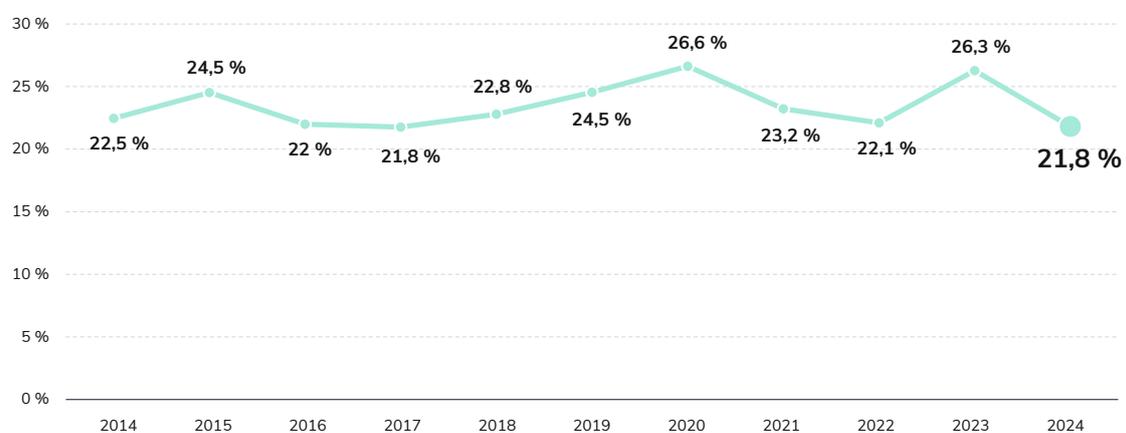
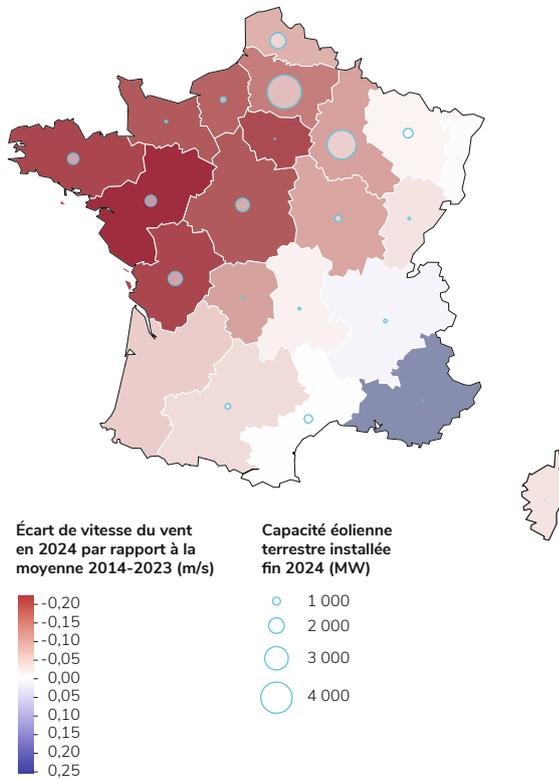


Figure 2.12 : Évolution du facteur de charge annuel éolien terrestre entre 2014 et 2024



9. Les données climatiques ERA5 mettent en lumière qu'en moyenne, sur l'ensemble du territoire français métropolitain, la vitesse du vent en 2024 a été de l'ordre de 6 % moins élevée que sur l'année 2023.

Figure 2.13 : Écart de la vitesse de vent en France en 2024 par rapport à sa valeur moyenne sur la période 2014-2023 et capacités éoliennes installées à fin 2024



Source : Copernicus Climate Change Service* et RTE

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

Le facteur de charge annuel moyen de la filière éolienne terrestre française a atteint 21,8 %, égalant son minimum historique de 2017. Ce faible facteur de charge résulte en premier lieu des conditions de vent défavorables sur l'année écoulée : la vitesse moyenne du vent sur le territoire français métropolitain a été inférieure sur l'année 2024 à sa valeur moyenne sur la dernière décennie. Ce déficit de vent a par ailleurs été particulièrement marqué dans les régions françaises du Nord et de l'Ouest qui concentrent l'essentiel des capacités éoliennes terrestres installées à la fin de l'année 2024 (cf. Figure 2.14).

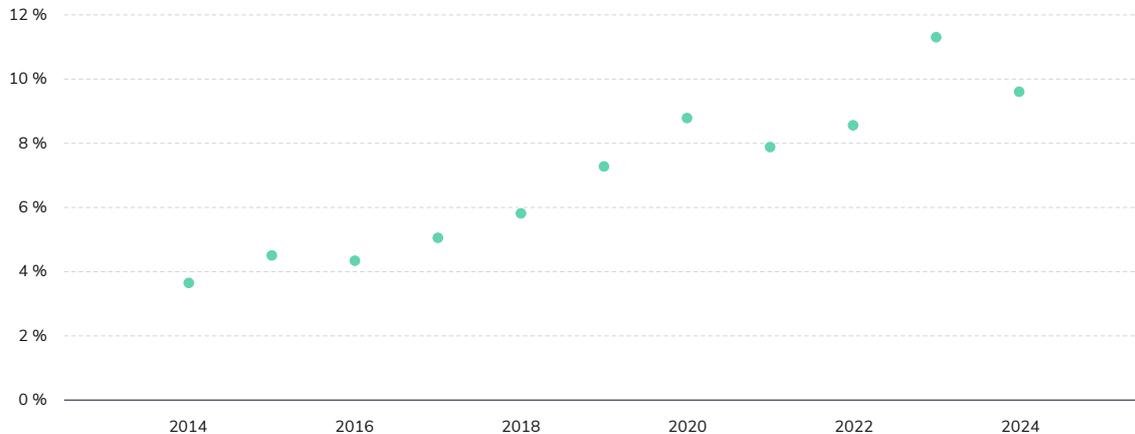
Outre les conditions météorologiques défavorables en 2024, la production éolienne a été affectée à la baisse, même si dans une moindre mesure, par les épisodes de prix négatifs, significativement plus nombreux cette année que les années précédentes (voir chapitre *Prix*). En effet, lors de l'occurrence d'épisodes de prix négatifs, les installations bénéficiant d'un complément de rémunération, ainsi que celles qui ne bénéficient pas de soutien, sont économiquement incitées à arrêter leur production. En 2024, les installations éoliennes terrestres susceptibles de s'arrêter lors d'un épisode de prix négatifs représentaient de l'ordre de 60 % de la capacité éolienne terrestre installée¹⁰. Le renoncement à la production éolienne terrestre pendant les épisodes de prix négatif s'est élevé à 0,9 TWh au total au cours de l'année 2024¹¹, soit environ 2 % de la production. Il s'agit d'un volume environ 2,5 fois supérieur à celui de l'année 2023. Par ailleurs, au cours de l'année 2024, il est arrivé que RTE ordonne la baisse de production d'installations éoliennes, lors d'épisodes de forte abondance de production, pour garantir l'équilibre du système électrique en temps réel, conformément aux dispositions actuelles du Code de l'énergie (voir partie 7). Ces écrêtements ont représenté environ 0,01 TWh de production éolienne terrestre sur l'année. Au global, les écrêtements de production éolienne terrestre ont été responsables d'une baisse de l'ordre de 0,5 point du facteur de charge de la filière.

En moyenne sur l'année, la production issue de la filière éolienne terrestre a couvert environ 9,6 % de la consommation nationale. Au cours de la période 2014-2024, ce taux de couverture a progressé régulièrement, de l'ordre de 0,7 point de pourcentage par an. Cependant, le taux de couverture de la consommation par la production éolienne en 2024 est en baisse par rapport à son niveau de 2023 (11,3 %), en conséquence du recul de la production éolienne terrestre et de la légère augmentation de la consommation par rapport à l'année précédente (la consommation non corrigée des effets météorologiques a progressé de 0,9 % en 2024 par rapport à son niveau de 2023).

¹⁰. Le reste des installations est soumis à un contrat d'obligation d'achat, qui ne prévoit pas d'incitation économique à interrompre la production lors d'épisodes de prix négatif.

¹¹. Estimation de RTE.

Figure 2.14 : Taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne terrestre en France



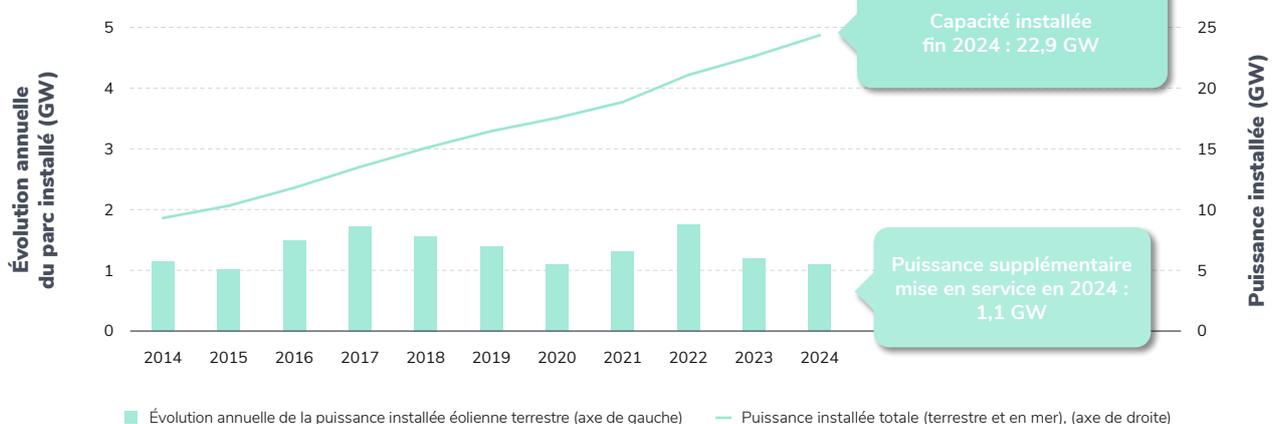
Les capacités installées de production éolienne terrestre continuent de se développer mais à un rythme au plus bas depuis 2005

Au 31 décembre 2024, le parc de production éolien terrestre en France atteignait une capacité de 22,9 GW. Au cours de l'année 2024, il a progressé de 1,1 GW, le développement le plus faible depuis 2020. Ainsi, en 2024, le rythme de développement

du parc éolien terrestre ralentit pour la deuxième année consécutive, après un premier ralentissement en 2023.

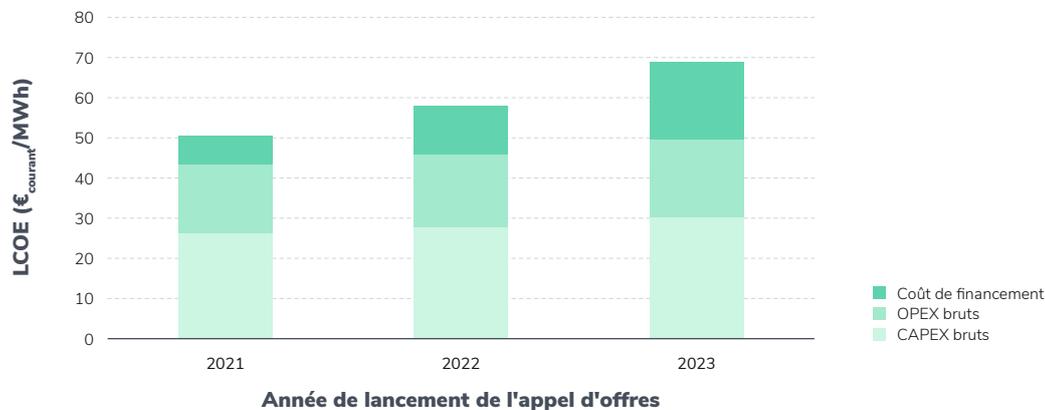
La puissance du parc éolien terrestre installée en 2024 reste donc en deçà de la cible de 24,1 GW de capacités installées qui avait été fixée pour 2023 par la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2020¹². Avec le rythme de développement moyen du parc éolien terrestre constaté au cours

Figure 2.15 : Évolution du parc éolien terrestre français



12. Décret n°2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Figure 2.16 : Évolution des coûts complets de production éoliens terrestres



Sources des données : Estimation RTE sur la base de données CRE

des cinq dernières années, les objectifs de développement du parc éolien terrestre fixés par la PPE à horizon 2023 pourraient être atteints en fin d'année 2025.

Le ralentissement du développement du parc éolien terrestre au cours des deux dernières années coïncide avec une dégradation du contexte économique concernant cette filière. Ainsi, entre 2021 et 2023, les coûts d'investissement et d'exploitation déclarés par les lauréats des appels d'offres organisés pour l'éolien terrestre par la CRE ont augmenté de l'ordre de 15 %, plus vite que l'inflation (10 % sur la période considérée). À l'augmentation de ces coûts s'est ajouté le doublement des taux d'intérêt moyen pour le financement de ces projets¹³. Sur la base des éléments de coûts déclarés par les acteurs, le coût complet estimé¹⁴ de production des installations éoliennes terrestres a augmenté d'environ 34 % (en euros courants)¹⁵ entre les projets lauréats des appels d'offres CRE de 2021 et ceux des appels d'offres de

2023¹⁶. Ce même contexte économique a également dû peser sur les projets éoliens se développant hors des appels d'offres organisés par la CRE.

Dans le contexte fortement inflationniste de la période 2021-2022, les dispositifs de soutien à la filière ont perdu une partie de leur attractivité (voir focus). Fin 2022, ces dispositifs ont connu des adaptations significatives, et les résultats des appels d'offres depuis mai 2023 laissent présager que le ralentissement du développement du parc éolien terrestre en France constaté en 2023 et 2024 ne pourrait être que temporaire.

En plus du contexte économique, le contexte réglementaire et sociétal peut dans certains cas peser sur le développement des projets. Avant la promulgation de la loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables en 2023 (dite loi APER), 75 % des autorisations délivrées pour des projets éoliens terrestres faisaient l'objet d'un recours¹⁷.

13. CRE, *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, Septembre 2024

14. Cette estimation repose sur les coûts, les facteurs de charge, et les taux d'emprunt moyen déclarés par les lauréats des appels d'offres. Pour le calcul du coût complet de ces installations, RTE a pris comme hypothèse une durée de vie de 25 ans, conforme aux hypothèses du Bilan Prévisionnel 2023 et à celles de l'ADEME dans son rapport « *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022* ». L'estimation réalisée identifie le coût des capitaux nécessaires au financement de ces projets au taux d'intérêt moyen déclaré par les lauréats des appels d'offres. Les projets lauréats ont cependant été financés en moyenne à 20 % sur fonds propres, pour lesquels la rémunération attendue n'a pas été communiquée.

15. Cette estimation inclut donc l'effet de l'inflation, qui compte pour environ un tiers de la hausse.

16. Ces estimations reflètent les coûts des projets d'installations éoliennes terrestres lauréats des appels d'offres CRE lancés en 2021 et 2023. Ces coûts diffèrent donc de ceux des installations éoliennes terrestres mises en service en 2021 et 2023 tels qu'estimés par l'ADEME dans le rapport « *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022* », publié en janvier 2025.

17. Sénat, *Étude de l'impact du projet de loi relatif à l'accélération de la production des énergies renouvelables*, 23 septembre 2022.



FOCUS

Impact des dispositifs publics de soutien dans le développement du parc éolien terrestre en 2024

Le développement de la filière éolienne terrestre est soutenu par un dispositif de complément de rémunération, qui permet de garantir la rentabilité des projets. Depuis 2017, deux modalités existent pour bénéficier de ces contrats :

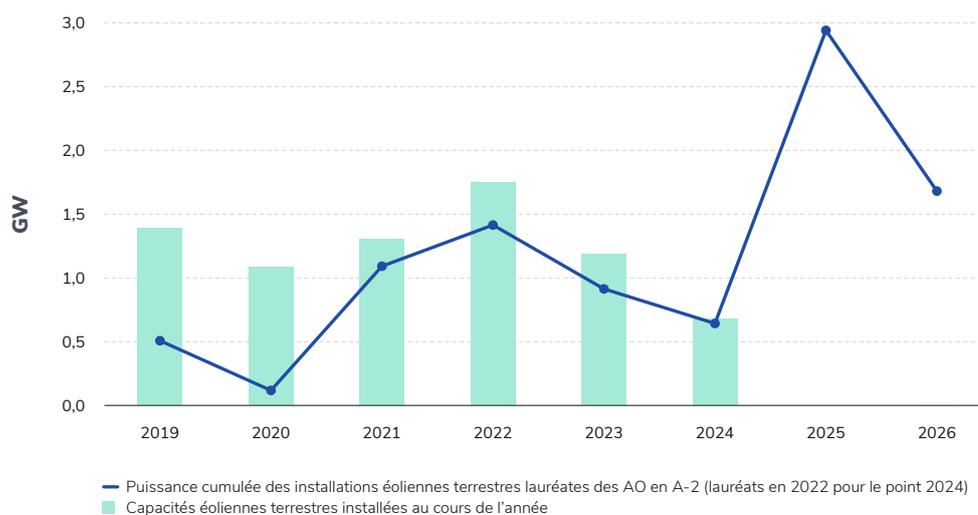
- une procédure de mise en concurrence par des appels d'offres pluriannuels organisés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ;
- un guichet ouvert pour les petites installations (dont le cadre a évolué en 2022).

Empiriquement, une corrélation peut être observée entre la puissance du parc éolien terrestre installé et le volume souscrit lors des appels d'offres, avec un décalage d'environ deux à trois ans. Cette observation est cohérente avec le calendrier de réalisation du cahier des charges desdits appels d'offres¹⁸. Ainsi, le ralentissement du développement du parc

éolien terrestre constaté sur ces deux dernières années découle – au moins en partie – de la diminution de la puissance cumulée des projets éoliens terrestres retenus dans le cadre des appels d'offres ouverts entre 2020 et 2022.

Cette diminution est liée aux fortes hausses des coûts et des taux d'intérêt pour les projets éoliens terrestres observées entre 2021 et 2022. Dans ce contexte, la viabilité économique des projets, même lauréats des appels d'offres, était incertaine. À partir de 2023 cependant, la puissance cumulée des projets éoliens terrestres lauréats des appels d'offres a significativement augmenté. Compte tenu des délais de réalisation des installations, cette hausse pourrait se traduire par un redressement du rythme de développement du parc éolien terrestre dans les prochaines années.

Figure 2.17 : Mise en perspective de l'évolution du parc éolien terrestre avec la puissance cumulée des lauréats des appels d'offres de la CRE



18. Le délai maximal théorique d'achèvement d'une installation lauréate d'un appel d'offres est de 36 mois à compter de sa désignation. Le cahier des charges des appels d'offres « éolien terrestre » précise également des conditions particulières de rallongement de ce délai.



FOCUS

Plusieurs évolutions des dispositifs de soutien aux capacités éoliennes terrestres ont contribué à l'augmentation des puissances souscrites au titre des appels d'offres 2023 et 2024.

Premièrement, l'attractivité économique des appels d'offres a été améliorée. D'une part, dès fin 2022, les conditions offertes aux lauréats des appels d'offres ont été adaptées pour réduire le risque porté par les candidats face à l'inflation. Le tarif offert est désormais indexé sur un indice de prix¹⁹ dès la désignation des lauréats, y compris au cours de la période précédant la mise en service de l'installation. D'autre part, depuis 2023, les appels d'offres permettent d'obtenir des tarifs supérieurs à ceux proposés dans le cadre du guichet ouvert.

Deuxièmement, l'arrêté du 27 avril 2022 a restreint l'accès au « guichet ouvert » aux

projets citoyens, ou aux projets pouvant justifier d'une contrainte de hauteur liée à des servitudes aéronautiques ou des contraintes de radar. En conséquence, la majorité des projets recourent désormais aux appels d'offres.

Il est tout de même utile de noter que l'augmentation des puissances souscrites au titre des appels d'offres 2023 et 2024 ne correspondra pas complètement à une augmentation de la puissance des nouveaux projets éoliens terrestres. En effet, du fait des nouvelles conditions des appels d'offres avec une meilleure prise en compte de l'inflation, des projets lauréats d'appels d'offres précédents ont été autorisés à abandonner leur position pour candidater aux nouveaux appels d'offres à partir de fin 2023.

19. Cet indice de prix est défini dans le cahier des charges desdits appels d'offres comme une moyenne pondérée d'indices de prix relatifs aux prix de production pour le marché français, de coût horaire du travail et un indice de coût de financement des entreprises.

Deux nouveaux parcs éoliens en mer en service et une trajectoire de développement qui se précise

Le parc éolien en mer français et sa production continuent de progresser avec la mise en service de deux parcs en 2024

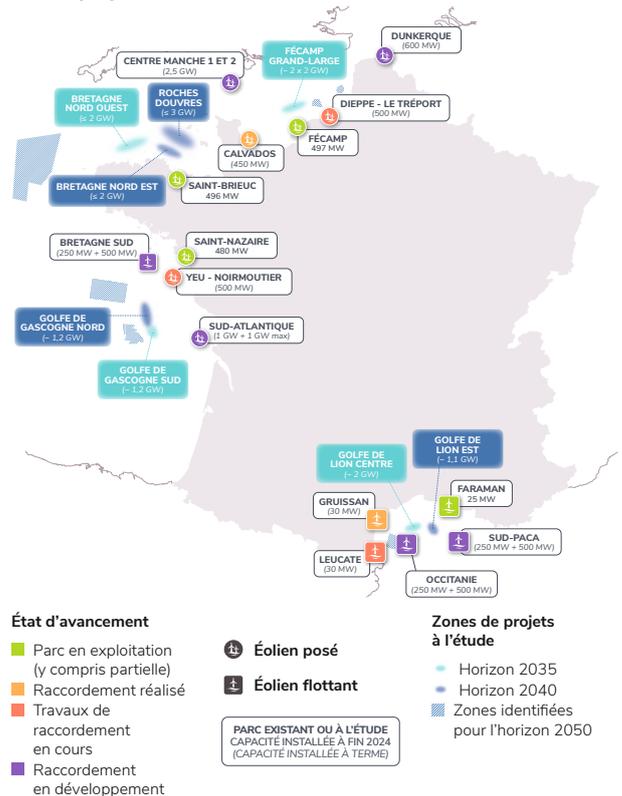
En mai 2024, les parcs éoliens en mer de Saint Brieuc et Fécamp (près de 500 MW chacun) ont été mis en service. Ces deux parcs étaient déjà partiellement opérationnels en 2023, à la hauteur de 360 MW au total. Avec celui de Saint-Nazaire (480 MW), mis en service en 2022, la capacité installée du parc éolien en mer français s'élève à 1,5 GW à fin 2024, en augmentation de 0,63 GW par rapport à son niveau de 2023. Les trois parcs en service font partie des lauréats du premier appel d'offres concernant l'éolien en mer, lancé en 2011, avec le parc de Courseulles-sur-Mer (actuellement en travaux).

La production éolienne en mer s'est établie en 2024 à 4 TWh, soit plus du double de son niveau de 2023. Le facteur de charge du parc de Saint-Nazaire, seul parc de la filière éolienne en mer ayant été exploité à sa puissance définitive sur l'ensemble de l'année 2024, s'est établi autour de 31,6 %. Le facteur de charge de ce parc est en recul par rapport à sa valeur de l'année précédente (33,3 %), du fait de conditions de vent moins favorables en 2024 qu'en 2023 et d'une augmentation conjoncturelle des indisponibilités du parc sur l'année 2024.

La capacité installée reste inférieure à l'objectif de 2,4 GW fixé par la PPE 2019-2028 à l'horizon 2023. Cependant, cet objectif devrait être atteint en 2025 après la mise en service des parcs éoliens de Courseulles-sur-Mer (450 MW), dernier projet retenu dans le cadre du premier appel d'offres à devoir être mis en service, et des îles d'Yeu et de Noirmoutier (488 MW).

Ces premiers parcs éoliens en mer sont constitués d'éoliennes posées sur les fonds marins. Cette technologie est limitée aux sites positionnés sur des fonds marins dont la profondeur permet la mise en œuvre de

Figure 2.18 : Carte des parcs éoliens en mer existants et en projet à fin 2024



fondations sous-marines²⁰. Selon les caractéristiques des façades maritimes, le développement des capacités éoliennes en mer prévues nécessitera également le déploiement de parcs éoliens flottants.

La mise en service du premier parc pilote éolien flottant en France est en cours de finalisation au large de Faraman et de Port-Saint-Louis-du-Rhône. Il s'agit d'un petit parc d'une capacité de 25 MW, lauréat d'un appel à projets de l'ADEME lancé en 2015 et visant à accompagner le développement de la filière en France. Le premier parc éolien flottant commercial (Bretagne Sud), d'une capacité de 250 MW, devrait être mis en service à l'horizon 2031.

20. Ces sites présentent une profondeur limitée à une cinquantaine de mètres.

Le rythme de développement de l'éolien en mer devrait s'intensifier d'ici à 2035

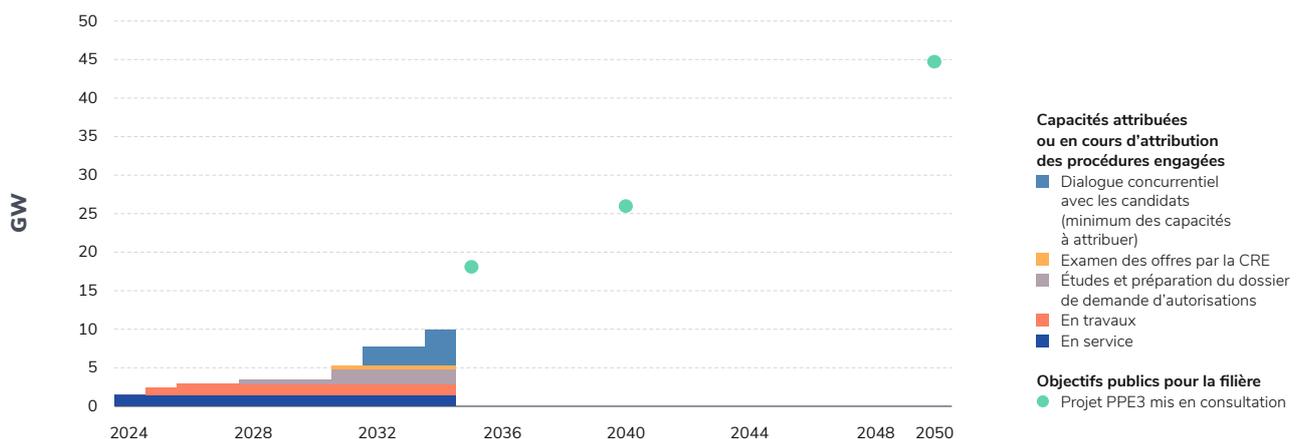
Les capacités éoliennes en mer se développent en France depuis 2011 dans le cadre de procédures de mise en concurrence. L'année 2024 a notamment vu la désignation des lauréats des appels d'offres concernant les projets d'installations éoliennes flottantes au sud de la Bretagne (AO5) et en méditerranée (AO6) et par l'initiation d'un neuvième appel d'offres. Au total, l'ensemble des procédures de mise en concurrence déjà engagées ou closes représentent environ 10 GW de capacités éoliennes en mer (attribuées ou en cours d'attribution). La mise en service de ces capacités devrait s'échelonner d'ici à 2035.

Par ailleurs, la Commission nationale du débat public (CNDP) a organisé du 20 novembre 2023 au 26 avril 2024 le débat public « la mer en débat » sur la planification de l'espace maritime. Ce débat portait conjointement sur la planification du développement de l'éolien en mer et sur la mise à jour des

documents stratégiques de façade (DSF) pour chacune des façades maritimes. À la suite de ce débat et de concertations territoriales à l'échelle des façades maritimes, l'État a identifié des zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer, à l'horizon de la prochaine décennie et à l'horizon 2050²¹. Au sein de ces zones prioritaires, le développement des capacités éoliennes en mer doit faire l'objet d'un dixième appel d'offres qui devrait être lancé en 2025 pour l'attribution de 9,2 GW de nouvelles capacités. Des appels d'offres ultérieurs visant à la mise en service de 6,3 GW supplémentaires à l'horizon 2040 sont également prévus.

En cohérence avec ces objectifs et ceux du pacte éolien en mer signé en 2022 entre l'État et la filière, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie soumis à concertation en novembre 2024 a modifié les ambitions de développement du parc éolien en mer français par rapport à la précédente programmation. L'ambition affichée dans le projet de document est d'atteindre 18 GW de capacité éolienne en mer en service en 2035, 26 GW en 2040 puis 45 GW en 2050.

Figure 2.19 : Mises en service des capacités éoliennes en mer prévues à fin 2024



21. Décision du 17 octobre 2024 consécutive au débat public « la mer en débat » portant sur la mise à jour des volets stratégiques des documents stratégiques de façade et la cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'éolien en mer

La production solaire photovoltaïque continue de progresser sous l'effet d'un développement record des capacités de production

La production photovoltaïque établit un nouveau record en 2024 malgré des conditions météorologiques défavorables sur l'ensemble de l'année

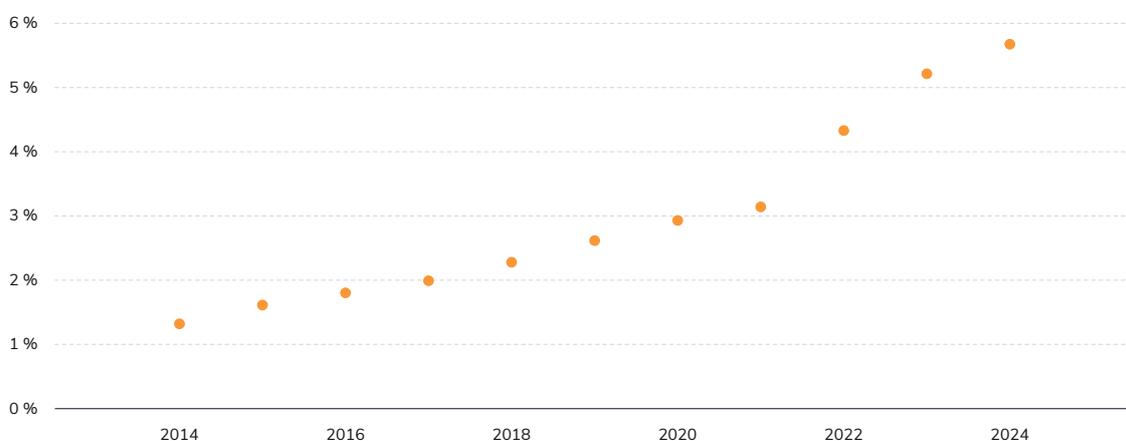
La production d'électricité solaire a atteint en 2024 un record historique (comme chaque année depuis 2006), avec 24,8 TWh produits. Il s'agit d'une hausse de 2,3 TWh (+10 %) par rapport au niveau de production de 2023, portée par le développement du parc, alors que l'année écoulée a été la moins ensoleillée que la France ait connue depuis près de trente ans²². Pour la première fois en 2024, la production annuelle d'électricité photovoltaïque a dépassé la production thermique fossile.

La production photovoltaïque a permis de couvrir 5,7 % de la consommation électrique française en 2024. Ce taux de couverture a augmenté au cours des dernières années dans la mesure où la production photovoltaïque a progressé alors que la

consommation électrique française a connu une certaine stabilité depuis 2014, voire des baisses ponctuelles au cours de la période 2020-2023. Depuis 2021, année où le développement du parc photovoltaïque s'est significativement accéléré, le taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque progresse de l'ordre de 0,8 point par an.

Le niveau record de production photovoltaïque sur l'année 2024 a été atteint malgré un facteur de charge historiquement bas : 13 % en moyenne, en retrait par rapport à son niveau de l'année 2023 (14,5 %) et par rapport à la valeur moyenne sur la période 2014-2023 (14,5 %). Ce faible facteur de charge s'explique majoritairement par les mauvaises conditions d'ensoleillement en 2024, et dans une moindre mesure par les écrêtements de production lors des épisodes de prix spot négatifs. En effet, une partie du parc est économiquement incitée à baisser sa production durant ces épisodes, ce qui s'est produit

Figure 2.20 : Taux de couverture moyen de la consommation par la production photovoltaïque en France



22. Meteo France, ip. cit

Figure 2.21 : Facteur de charge annuel du parc photovoltaïque en France entre 2014 et 2024

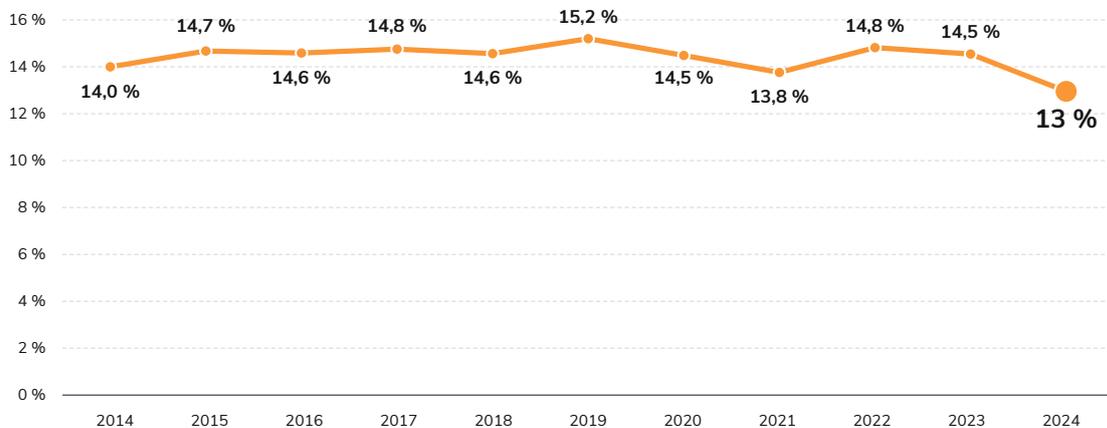
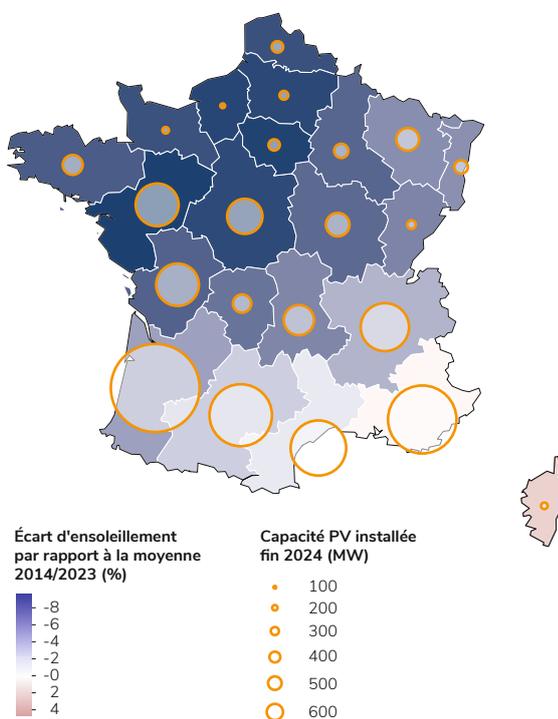


Figure 2.22 : Déficit d'ensoleillement en France au cours de l'année 2024 par rapport à la moyenne 2014-2023



Sources des données : Copernicus Climate Change Service* et RTE

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

en 2024 à la hauteur d'environ 0,8 TWh de production perdue (selon l'estimation de RTE). À noter que près de deux tiers de la production photovoltaïque restent soutenus par des contrats d'obligations d'achat, qui ne prévoient pas d'incitations financières pour réduire la production en cas de prix négatif²³.

Les capacités photovoltaïques ont connu un développement historique en 2024

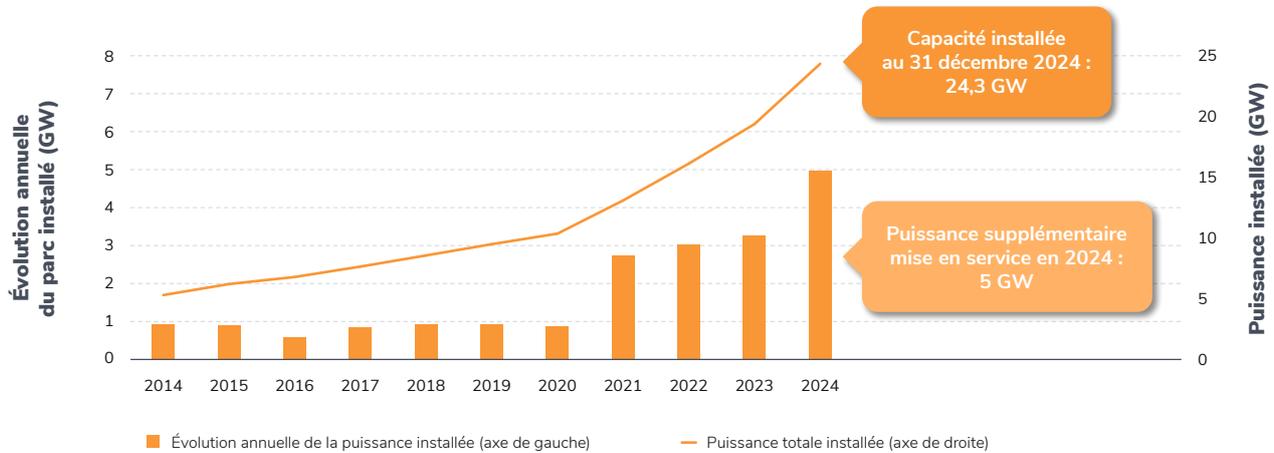
À la fin de l'année 2024, la puissance solaire photovoltaïque installée a atteint 24,3 GW, représentant près de 16 % des capacités de production électrique installées sur le territoire national.

La filière photovoltaïque est celle dont les capacités ont connu le plus fort développement en France en 2024, avec une progression de 5 GW au cours de l'année. Il s'agit d'un record pour le parc photovoltaïque français, après le précédent record de 2023 (3,3 GW). Elle conforte la nouvelle dynamique de développement de la filière amorcée en 2021, année depuis laquelle les capacités photovoltaïques se développent à un rythme moyen de près de 3,4 GW/an.

En comparaison de la filière éolienne terrestre, le

23. CRE, Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, Novembre 2024.

Figure 2.23 : Évolution du parc photovoltaïque français



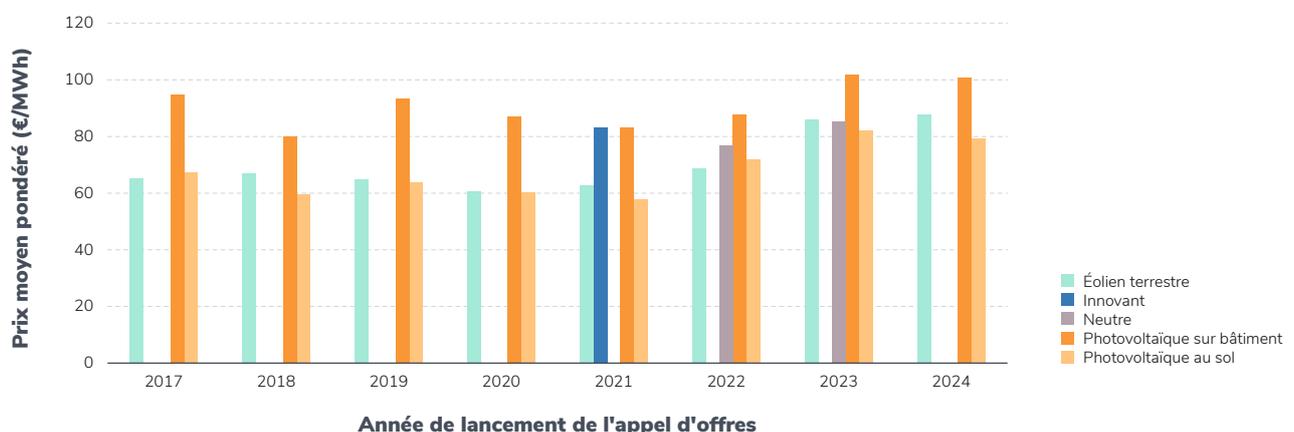
développement du parc photovoltaïque semble avoir mieux résisté au contexte inflationniste et à la hausse des taux d'intérêt d'emprunt. La dynamique des coûts actuels montre une amélioration de la compétitivité économique de ces installations.

Enfin, les différences de dynamiques de développement entre les filières photovoltaïque et éolienne terrestre sont cohérentes avec les objectifs de planification énergétique. À ce titre, sur la période 2021-2023, les volumes appelés dans le cadre des appels d'offres mis en œuvre par la CRE ont été plus importants pour la filière photovoltaïque

(7,5 GW cumulés sur la période) que pour la filière éolienne terrestre (5,3 GW cumulés).

Si la concertation engagée en novembre 2024 confirme les objectifs de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie, le rythme de développement du parc photovoltaïque devra encore s'accélérer par rapport à son record atteint sur l'année 2024. Le document soumis à la concertation propose un scénario central prévoyant 54 à 60 GW de capacités photovoltaïques à l'horizon 2030.

Figure 2.24 : Évolution du prix moyen pondéré des lauréats des différents appels d'offres



Sources des données : CRE

Les écrêtements de la production éolienne et solaire ont été plus importants en 2024 que dans le passé

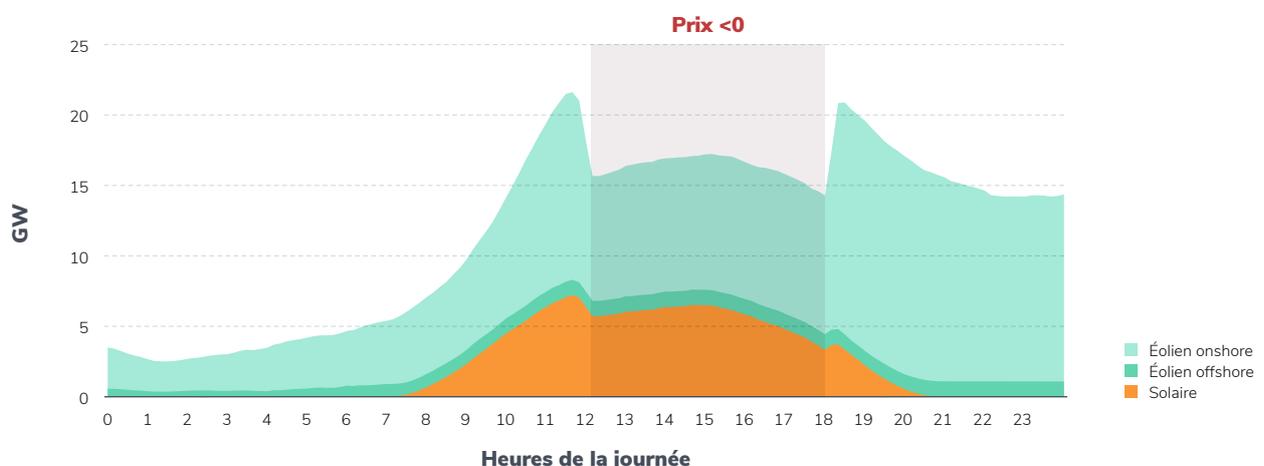
Durant les périodes de production renouvelable abondante, une part de la production renouvelable est incitée à moduler à la baisse

Avec le développement des capacités de production éoliennes et solaires, la France et les autres pays européens ont vu apparaître de plus en plus d'épisodes de grande abondance de production décarbonée à coûts faibles ou nuls, en particulier pendant l'après-midi, au printemps et à l'été. Pendant ces périodes, le fonctionnement normal du marché incite les producteurs à arrêter – ou, à défaut, à diminuer au maximum – leur production, lorsque le prix d'équilibre de marché ne permet pas de couvrir les coûts variables de production (cf. partie « Prix négatifs » du chapitre Prix). Les différentes filières de production sont concernées, que ce soit le parc thermique fossile, les capacités hydrauliques pilotables, les centrales nucléaires et une partie significative des capacités éoliennes et photovoltaïques, en particulier les grands parcs

terrestres les plus récents. En effet, les installations qui bénéficient d'un contrat de complément de rémunération, et celles valorisant leur production sans dispositif de soutien, sont soumises à une incitation économique à écrêter leur production en cas de prix négatifs. En fin d'année 2024, ces capacités représentaient de l'ordre de 60 % du parc éolien terrestre et 30 % du parc photovoltaïque, pour près de 20,5 GW cumulés. Ce type de fonctionnement concourt à une utilisation optimale du parc de production pour la collectivité : les installations proposent leur production à un prix proche de zéro, et arrêtent de fonctionner lorsque la demande est trop faible pour que ces volumes soient retenus.

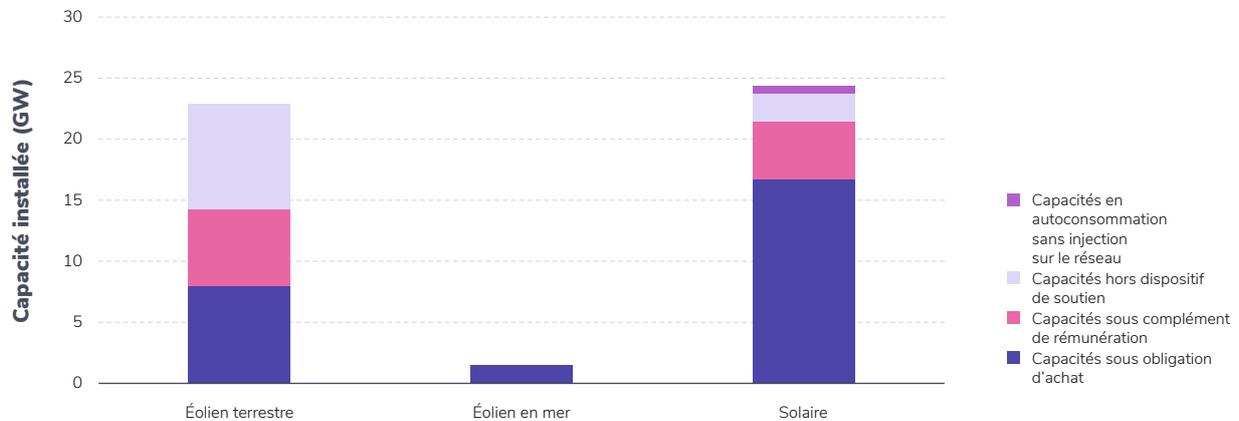
Au cours de l'année 2024, l'écrêtement de production éolienne et photovoltaïque française lors d'épisodes de prix spot négatifs en France a représenté environ 1,7 TWh (soit 2,4 % de la production éolienne et solaire cumulée sur l'année 2024)²⁴, dont environ 0,9 TWh de production éolienne écrêtée et environ 0,8 TWh de production solaire.

Figure 25 : Production éolienne et solaire du 15 avril 2024 (prix spot négatif de 12 h à 17 h)



24. Cette estimation repose sur l'estimation de l'écart entre la production solaire et éolienne observée durant les périodes de prix négatifs et une prévision par RTE de ce qu'aurait été cette production à ces moments-là en l'absence de prix négatifs.

Figure 2.26 : Répartition des capacités éoliennes et solaires selon la modalité de valorisation de leur production



Dans un système électrique qui voit la part des énergies renouvelables croître, les occurrences de prix négatifs sont amenées à augmenter, avec des enjeux pour le bon fonctionnement du système électrique (besoin d'inciter tous les producteurs à la modulation, développement des flexibilités de la consommation et de stockage... cf. chapitre *Prix*). Notamment, aujourd'hui les producteurs renouvelables bénéficiant de contrats d'obligation d'achat ne sont pas incités à réduire ou arrêter la production en cas de prix négatifs, puisque leurs revenus sont insensibles aux conditions de marchés. À la fin d'année 2024, les capacités bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat constituaient 100 % des capacités éoliennes en mer, 40 % des capacités éoliennes terrestre et près de 70 % des capacités photovoltaïques, pour un total de près de 28 GW.

À long terme, dans une stratégie de décarbonation de l'économie française et de sortie des énergies fossiles, le développement des énergies solaire et éolienne reste un moyen essentiel pour accompagner l'électrification des usages, le développement de nouveaux usages comme les data centers ou les électrolyseurs et la réindustrialisation du pays. En parallèle, il est nécessaire de développer les moyens pour piloter une bonne intégration des renouvelables dans le système, en premier lieu en renforçant les flexibilités de la demande (en France et en Europe), et en faisant évoluer les mécanismes de soutien aux énergies

renouvelables pour les inciter à ajuster la production en fonction des prix de marché (comme c'est déjà le cas pour le complément de rémunération).

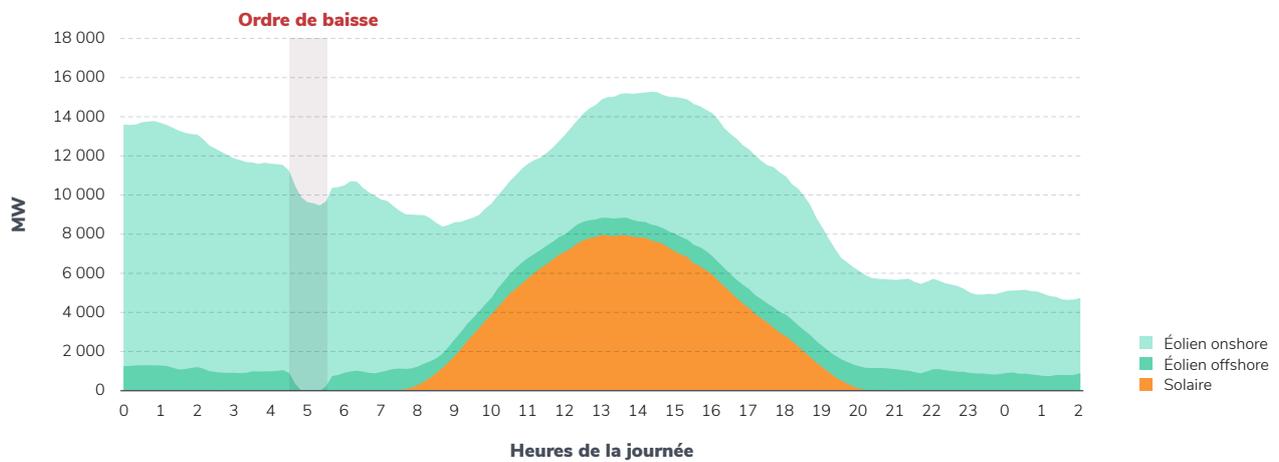
Les productions éoliennes et solaires ont dû être ajustées en 2024 pour garantir la sûreté du système électrique

Pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique, RTE est habilité à modifier la programmation du fonctionnement des installations de production à l'approche du temps réel, lorsque le fonctionnement normal du marché n'a pas permis d'atteindre un équilibre.

Conformément au code de l'énergie, les ajustements sont réalisés dans l'ordre de préséance économique. En particulier, lorsque l'offre excède la demande électrique, ces ajustements sont prioritairement réalisés sur les programmes d'appel des groupes de production dont les coûts variables sont les plus élevés (ce qui permet d'éviter un coût de production). Les capacités éoliennes et photovoltaïques, dont les coûts variables sont proches de zéro, sont ainsi parmi les derniers moyens appelés pour réaliser de tels ajustements, mais elles font bien partie des leviers mobilisables. Au cours de l'année 2024, RTE a réalisé 18 GWh²⁵ d'ajustement à la baisse de

25. Dont 10 GWh dans le cadre du « Mécanisme d'ajustement » et 8 GWh dans le cadre d'ordres de sauvegarde.

Figure 2.27 : Production éolienne et solaire au cours de la journée du 11 septembre 2024



la production éolienne et, dans une moindre mesure, solaire. Même si ces volumes restent limités par rapport au volume total des ajustements à la baisse activés pour maintenir l'équilibre offre-demande, il s'agit d'une nette augmentation par rapport aux années précédentes. Avant 2024 en effet, aucun ajustement n'avait été réalisé sur des programmes de production photovoltaïque et les ajustements à la baisse de la production éolienne avaient toujours représenté moins de 2 GWh annuels.

À titre d'exemple, le 11 septembre 2024 à 5 h, RTE a ordonné une modulation à la baisse de dix-sept parcs renouvelables (éoliens en mer et éoliens terrestres, pour une puissance totale d'environ 1,3 GW) afin de répondre à un besoin ponctuel d'équilibrage entre l'offre et la demande électrique.

L'aboutissement des travaux engagés pour faire évoluer les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables en incitant à ajuster la production en fonction des prix de marché serait, dans tous les cas, bénéfique et éviterait de devoir procéder à des ajustements à proximité du temps réel sur le mécanisme d'ajustement. Par ailleurs, une plus grande participation des moyens de production renouvelables au mécanisme d'ajustement offrirait la possibilité d'ajuster à la hausse ces mêmes moyens lors des épisodes de prix négatifs (quand une partie de la production renouvelable s'arrête de produire mais il peut tout de même être nécessaire pour RTE de solliciter des hausses de production à l'approche du temps réel) et permettrait ainsi d'éviter d'avoir recours à une production d'origine thermique fossile pour répondre à ce besoin.

La production thermique renouvelable et à partir de déchets est restée stable en 2024

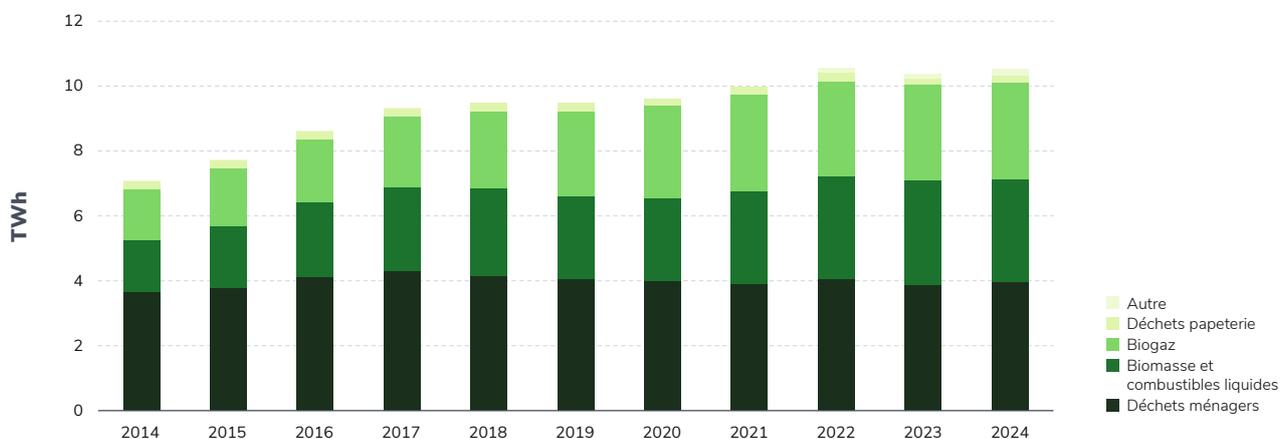
La filière thermique renouvelable et déchets regroupe les productions à partir de biomasse (bois, déchet végétaux agricoles notamment), de biogaz (obtenu à partir de fermentation de déchets organiques) et la combustion de déchets. En 2024, la production de la filière s'est établie à 10,5 TWh. Plus des trois quarts de cette production est d'origine renouvelable au sens de la réglementation en vigueur²⁶. Les capacités installées de cette filière s'élèvent à 2,3 GW au 31 décembre 2024.

Après un développement important durant deux décennies (avec une croissance moyenne de l'ordre de 7 % par an entre 2002 et 2022), la production de

cette filière s'est stabilisée depuis 2022, ce qui reflète en partie la stabilisation de la capacité installée, dont le niveau a peu varié depuis 2021.

Cette dynamique est cohérente avec les ambitions proposées dans le cadre du projet de loi de programmation pluriannuel de l'énergie soumis à consultation en fin d'année 2024. Ce projet prévoit d'orienter le développement des capacités de production de biogaz vers l'injection directe dans les réseaux de gaz, limitant leur utilisation à des fins de production électrique (en cogénération) à des cas très spécifiques (notamment dans les situations d'exploitations agricoles éloignées des sites de raccordement électrique).

Figure 2.28 : Évolution de la production thermique renouvelable et à partir de déchets entre 2014 et 2024



26. L'arrêté du 8 novembre 2007 prévoit notamment que seuls 50 % de la production d'électricité produite à partir de la combustion d'ordures ménagères soient considérés comme renouvelable.

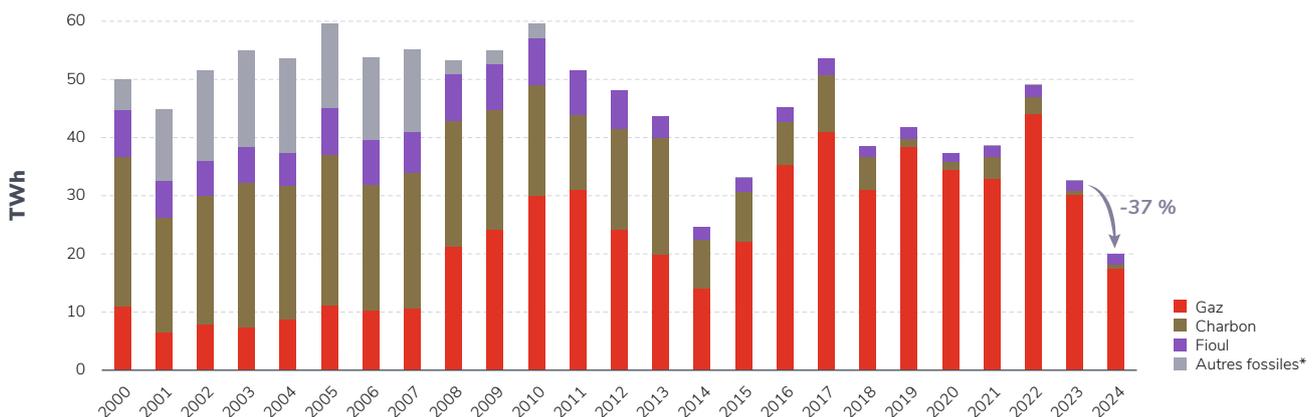
La production d'électricité d'origine fossile a atteint un minimum plus vu depuis 1952

La production agrégée des filières thermiques fossiles a nettement diminué en 2024 (20,0 TWh) par rapport à l'année 2023 (31,6 TWh). Ce volume représente un minimum qui n'avait pas été atteint depuis 1952 (18,3 TWh). La baisse, largement portée par le gaz, s'explique par l'abondance de production décarbonée (augmentation des volumes des filières nucléaire et renouvelables) alors que la consommation se maintient à un niveau relativement bas, malgré sa légère reprise, par rapport aux années précédant la crise sanitaire. La production de l'année 2024 dénote aussi d'une rupture nette par rapport à celle de 2022 (49,2 TWh), qui avait vu un recours important aux centrales à gaz pour compenser au moins partiellement l'indisponibilité des centrales nucléaires, et poursuit la tendance démarrée en 2023 dans ce sens.

Par rapport à l'historique, la production fossile de 2024 pourrait dépeindre une nouvelle évolution structurelle

de la production électrique d'origine fossile. Passant de 121 TWh à la fin des années 80 à 46 TWh à la fin des années 1990 avec le développement du parc nucléaire, elle suit une trajectoire similaire de baisse avec le développement du parc renouvelable²⁷, se comprimant de 55 TWh en moyenne à la fin des années 2000 à 20 TWh en 2024²⁸. À court terme, la part de production fossile dans le mix électrique dépendra de la trajectoire de consommation et de celle de production décarbonée. Elle pourrait être amenée à rester faible (voire à diminuer) tant que la production décarbonée augmentera plus vite que la consommation. La production décarbonée est bien amenée à croître dans un futur proche : en 2025 l'EPR de Flamanville devrait être mis complètement en service²⁹ et le volume de production renouvelable continuera de croître avec le développement du parc installé, cette combinaison limitant les besoins de recours à la production à partir de combustibles fossiles³⁰ toutes choses égales par ailleurs.

Figure 2.29 : Évolution de la production thermique fossile en France depuis 2001



* La catégorie « Autres Fossiles » incluait jusqu'en 2010 des gaz dérivés, des combustibles divers, ainsi que la production des réseaux de distribution. Du fait d'évolutions méthodologiques, ces productions ont été progressivement réintégrées aux autres sous-filières, en partie en 2008 puis complètement en 2011.

27. Avec notamment 71,6 TWh produit en 2024 par les filières solaire et éolienne en 2024.

28. Une moyenne sur les années récentes serait trompeuse. En 2022 et 2023, la baisse de la production nucléaire due aux contrôles et réparations liés à la corrosion sous contrainte n'a pas permis d'afficher une production d'origine fossile en diminution, comme ce qui a pu être observé dans d'autres pays européens (cf. chapitre Europe). Une partie de la production fossile avait alors servi à compenser la moindre production nucléaire.

29. Ce qui représente un volume de production annuel de l'ordre d'une dizaine de TWh.

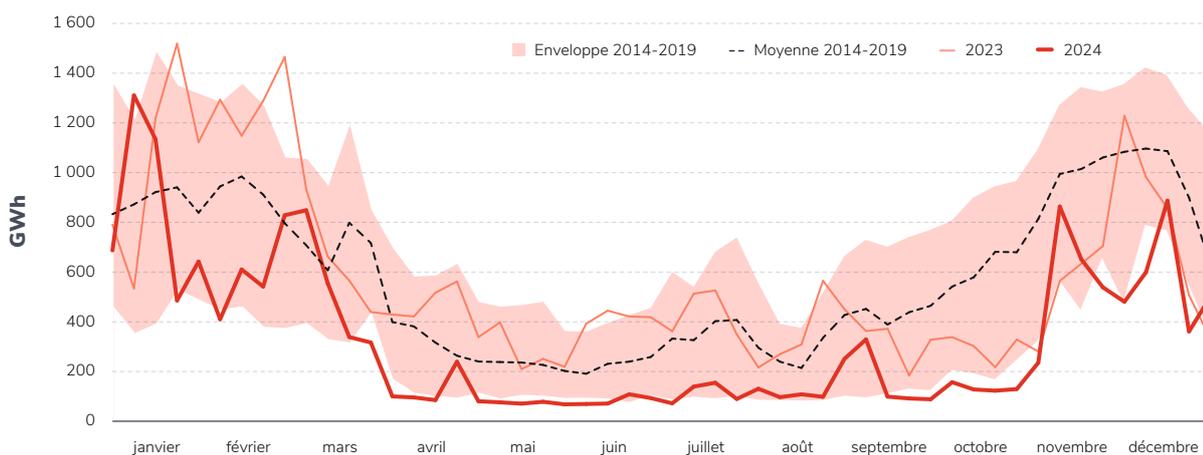
30. Généralement la dernière à être appelée dans l'ordre de préséance économique, même si ponctuellement des effacements ou des filières de productions devant gérer des stocks de productible, comme l'hydraulique de lac ou les batteries, peuvent être plus coûteuses.

Un volume de production de la filière gaz au plus bas depuis onze ans

En 2024, le niveau de production de la filière gaz s'est établi à 17,4 TWh, contre 29,2 TWh en 2023 (-40 %), alors même que les prix du gaz ont baissé par rapport à l'année précédente (cf. chapitre Prix). C'est un minimum qui n'avait pas été atteint depuis l'année 2014 (14,1 TWh). Dans les deux cas, la réduction de la sollicitation des unités de production à gaz a été rendue possible par l'abondance de production décarbonée : 361,7 TWh de production nucléaire, 75,1 TWh de production hydraulique et 71,6 TWh de production éolienne et solaire combinées en 2024, contre 415,8 TWh de production nucléaire, 67,4 TWh de production hydraulique et 22,9 TWh de production éolienne et solaire en 2014. La production à partir de gaz a été faible tout au long de l'année, elle a été inférieure à la moyenne de 2014-2019 tous les mois, et particulièrement faible au cours de la période allant d'avril à octobre.

Près de la moitié (45 %) du volume produit par la filière au cours de l'année 2024 provient des centrales de cogénération. La particularité de ces centrales est de valoriser non seulement l'électricité, mais aussi la chaleur qui est engendrée pour sa production mais qui n'est pas transformée en électricité. Cette chaleur peut être utilisée notamment dans des processus industriels ou des réseaux de chaleur, permettant des co-bénéfices économiques et climatiques³¹, alors qu'elle n'est pas récupérée dans les autres unités de production thermiques (par exemple, même si des centrales CCG très performantes peuvent atteindre des rendements dépassant les 60 %, la chaleur qui n'est pas transformée en électricité est perdue). Une partie des centrales de cogénération (1,7 GW) bénéficie encore pendant l'hiver d'un tarif historique de rachat garanti lors de l'injection sur le réseau, et qui tend à disparaître³². Ce volume de production annuel au tarif de rachat garanti peut être vu comme relativement incompressible et explique en partie le talon de production fossile qui peut subsister même lors de périodes de production décarbonée élevée.

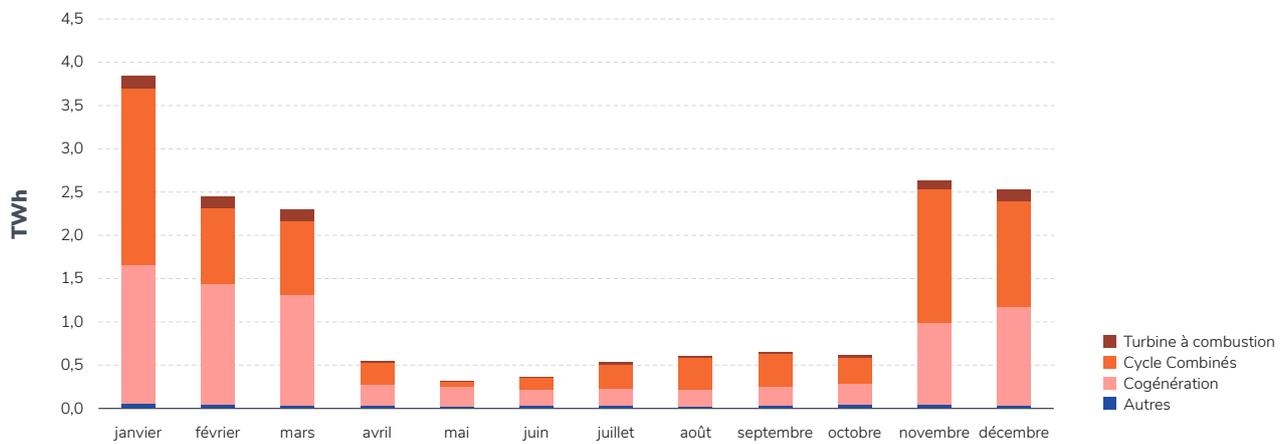
Figure 2.30 : Évolution de la production hebdomadaire des centrales à gaz en France au cours de l'année 2024 et comparaison avec les années précédentes



31. Par rapport à une chaudière à gaz indépendante combinée à une unité de production d'électricité. Fonctionnant au gaz, elles restent tout de même des moyens de production d'électricité carbonés.

32. La délivrance de ce type de contrat historique, dont la durée était de 15 ans, n'est plus possible depuis le 23 février 2021.

Figure 2.31 : Évolution de la production mensuelle des centrales à gaz en France et décomposition par type de centrale en 2024



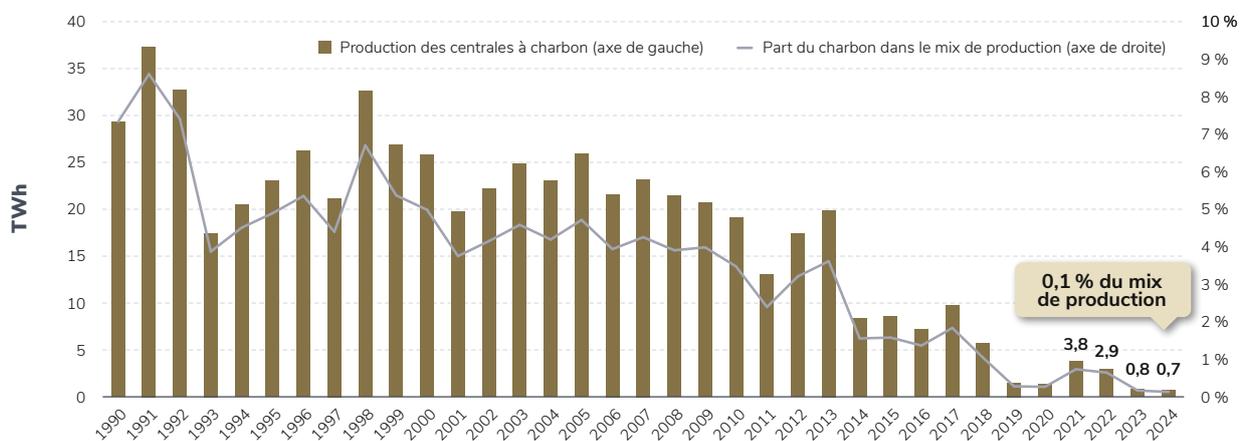
La production d'électricité des centrales à charbon, déjà anecdotique en 2023, continue de diminuer

Les volumes d'électricité produits à partir de charbon ont continué à décroître pour s'établir à 0,7 TWh en 2024, alors qu'un minimum historique avait déjà été atteint en 2023 (0,8 TWh). En France métropolitaine, du point de vue des volumes de production, la fin de l'électricité générée à partir de la combustion

de charbon reste quasi-effective. La part dans le mix électrique français de la filière est de 0,13 % en 2024, encore en diminution par rapport à 2023 (0,17 %).

La production annuelle de 2023 représente un facteur de charge du parc charbon de 4,4 %, ce qui correspond à environ 390 heures de production (à puissance maximale équivalente) sur les 8 760 contenues dans une année.

Figure 2.32 : Évolution de la production d'électricité à partir de charbon en France entre 1990 et 2024



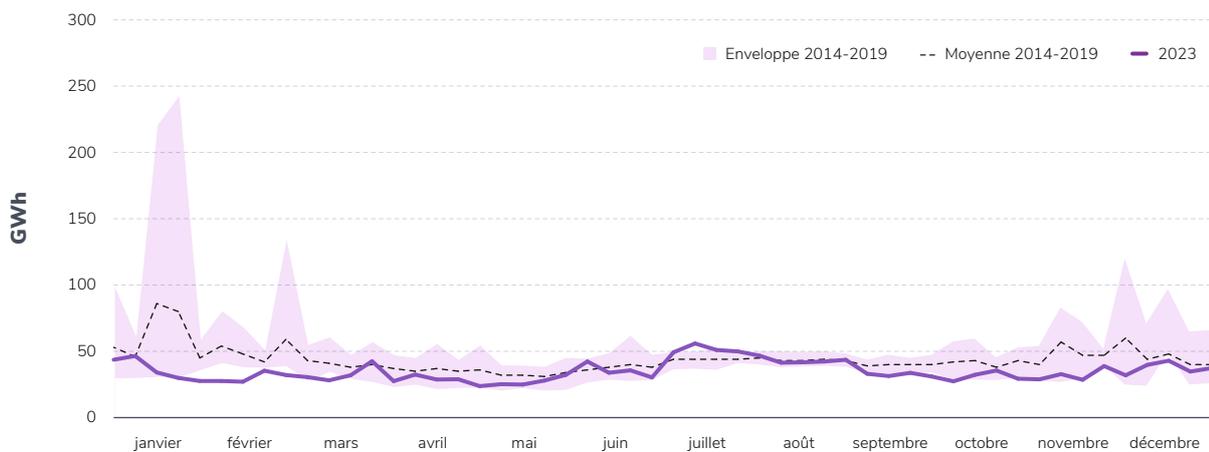
À compter du 1^{er} janvier, et jusqu'à l'arrêt de la production au charbon prévu au plus tard pour 2027, il existe un plafond équivalent à 700 heures de production à pleine puissance par an. En 2024, tout comme en 2023, les centrales au charbon sont donc restées en deçà de ce plafond.

La production au fioul est restée stable en 2024

La production d'électricité à partir de fioul a représenté 1,8 TWh pour l'année 2024, soit 0,3 % de

la production totale. Ce volume est resté relativement stable au cours des dix dernières années, avec une production annuelle moyenne de 2,1 TWh. L'utilisation de ces moyens de production est surtout réservée pour l'équilibrage du système électrique à l'approche du temps réel et lors des pointes de consommations hivernales. Les orientations du projet de la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie, soumis à consultation publique fin 2024, indiquent l'objectif de remplacer le fioul par des combustibles bas carbone, notamment du bio-carburant, à l'horizon 2030.

Figure 2.33 : Évolution de la production hebdomadaire des centrales au fioul en France au cours de l'année 2024 et comparaison avec les années précédentes



Les prix de l'électricité

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

Les prix spot de l'électricité en France ont retrouvé en 2024 des niveaux proches de l'historique d'avant-crise, confirmant la baisse initiée en 2023

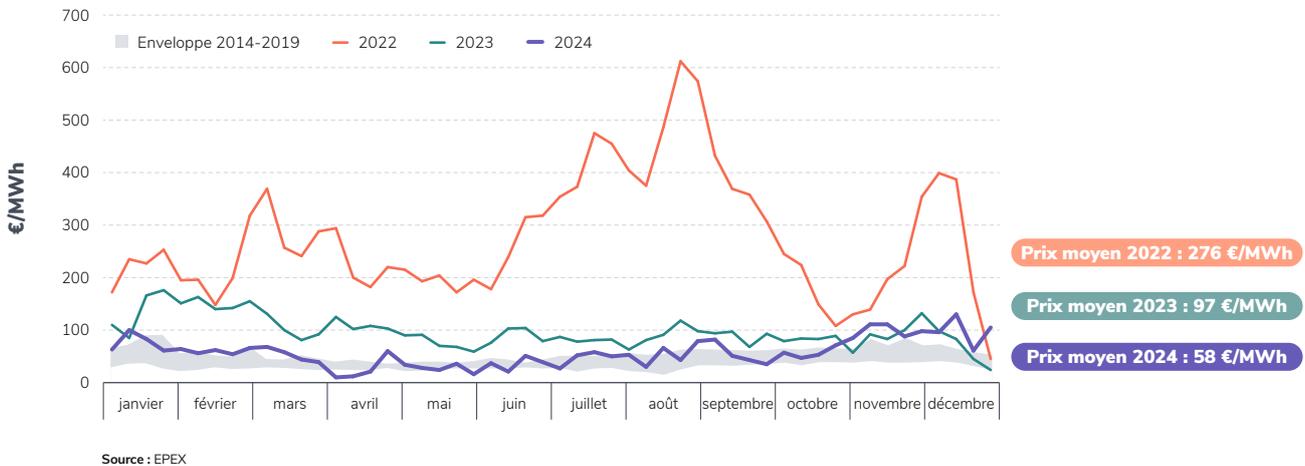
En 2024, les prix sur les marchés de gros de l'électricité ont poursuivi le recul entamé depuis le pic de la crise énergétique à l'été 2022. **Le prix spot moyen annuel français a reculé de 40 % par rapport à celui de 2023, en passant de 97 €/MWh en 2023 à 58 €/MWh en 2024, et a été divisé par 5 par rapport à celui de 2022, qui s'était élevé à 276 €/MWh.** En moyenne, le prix spot a donc désormais retrouvé un niveau similaire à ceux observés avant les crises sanitaire et énergétique, grâce à l'amélioration ultérieure des déterminants de l'équilibre offre-demande par rapport à l'année 2023. Pour rappel, cette dernière avait déjà été caractérisée par une rémission de la crise et par l'atteinte d'un nouvel équilibre du point de vue des fondamentaux économiques du système, sans toutefois que les prix retrouvent les niveaux de la fin des années 2010.

Même si en 2024 les prix spot ont globalement évolué en moyenne dans l'enveloppe des prix constatés entre 2014 et 2019, leur volatilité a augmenté. Notamment, le nombre d'heures comportant un prix spot négatif a plus que doublé par rapport à l'année précédente (361 heures en 2024 contre 147 en 2023).

Les prix à terme ont également baissé de manière significative en 2024, suivant la tendance des prix à terme du gaz. Le prix français pour une livraison d'électricité l'année suivante a été divisé par deux, passant de 161 €/MWh pour les produits négociés en 2023 à 77 €/MWh pour les produits négociés en 2024. Malgré cette baisse significative, les prix à terme sont restés plus élevés que ceux de la période d'avant-crise, à la différence des prix spot : à titre d'exemple, le prix à terme moyen en 2019 pour livraison en 2020 s'était élevé à 51 €/MWh. Les prix à terme revêtent une importance majeure car ils influencent les prix de l'électricité acquittés par les consommateurs finals. Ils sont notamment utilisés pour la construction des tarifs réglementés de vente et rentrent en général dans l'élaboration de la part des fournisseurs des tarifs proposés aux clients dans le marché libre (voir la partie « Pour mieux comprendre »).

Les principaux facteurs qui expliquent ces tendances, dans la continuité des changements observés en 2023, sont une consommation toujours en retrait par rapport à celle de la période avant les crises sanitaire et énergétique et l'abondance de la production bas carbone à coût faible.

Figure 3.1 : Évolution des prix spot hebdomadaires moyens en France en 2024 et comparaison avec les années précédentes



Des fondamentaux de marché favorables à une baisse des prix

Les fondamentaux économiques du système électrique continuent leur amélioration par rapport au moment où la crise énergétique a atteint son point culminant, à l'été 2022.

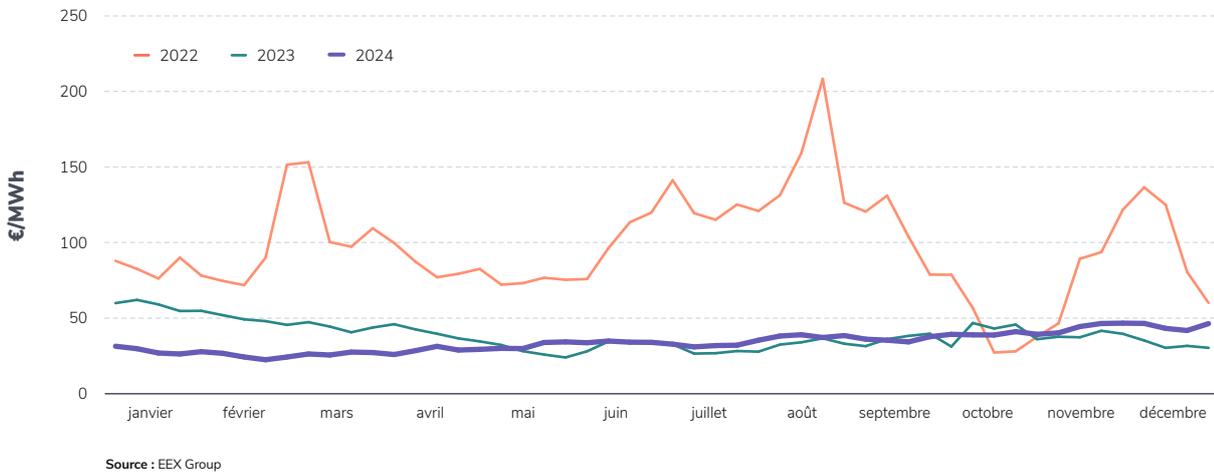
La consommation d'électricité corrigée des effets climatiques a légèrement augmenté en 2024, après deux années de baisse consécutives, mais demeure plus faible que celle de la période d'avant-crise (voir chapitre Consommation). Dans le même temps, le volume de production française bas-carbone a été très élevé, grâce au redressement de la production nucléaire, à une année très favorable pour la production hydraulique, et à la poursuite du développement des parcs éolien et solaire.

Sur les marchés des combustibles, la tendance baissière entamée en 2023 s'est également poursuivie en 2024. Le prix moyen annuel du gaz spot en France a baissé de 12 % en 2024 par rapport à celui de 2023 en passant de 38,8 €/MWh à 34,2 €/MWh : c'est le prix moyen annuel le plus bas depuis 2020, même s'il reste plus élevé que ceux observés avant-crise (13,6 €/MWh en 2019 à titre d'exemple).

La poursuite de la baisse des prix du gaz sur les marchés de gros s'explique par un contexte favorable, avec une consommation encore relativement faible et l'absence de perturbations majeures en ce qui concerne les approvisionnements gaziers européens. La part des livraisons par gazoduc a représenté 62 % du total des approvisionnements gaziers européens (UE 27) en 2024, une part en repli depuis la crise énergétique, au profit des approvisionnements en GNL¹. En ce qui concerne les livraisons par gazoduc, les volumes livrés ont cependant légèrement progressé en 2024 par rapport à ceux de 2023, et ont été fournis à la hauteur de près d'un tiers du volume par la Norvège, qui a conservé son rang de premier fournisseur par gazoduc acquis depuis l'invasion de l'Ukraine en 2022 par la Russie (en ce qui concerne la France, la Norvège représentait déjà le premier fournisseur de gaz naturel en 2022). Les approvisionnements européens en gaz russe ont représenté 18 % du total fourni par gazoduc en 2024, contre 51 % en 2021. Ils ont cependant légèrement augmenté en volume entre 2023 et 2024 en dépit des sanctions prises contre la Russie. Les approvisionnements européens en GNL sont restés en 2024 bien plus importants par rapport à la période avant-crise, malgré une baisse des livraisons de 15 % par rapport à celles de 2023. Les États-Unis sont restés les principaux fournisseurs de GNL avec 48 % du total des livraisons en 2024. Tout comme les flux par gazoduc, les approvisionnements

1. Source Bruegel (pour les données sur les approvisionnements gaziers de l'Union européenne).

Figure 3.2 - Évolution des prix spot hebdomadaires moyens du gaz français PEG en 2024 et comparaison avec les années précédentes



en GNL russe ont également légèrement augmenté par rapport à l'année précédente, malgré les sanctions, représentant 19 % du total.

Par ailleurs, en 2024 les stockages européens de gaz ont atteint le taux de remplissage de 90 % dès la fin du mois d'août, soit bien plus tôt que la date limite (1^{er} novembre). Ce niveau minimum requis avant le début de l'hiver pour garantir la sécurité d'approvisionnement européenne avait été instauré en 2022 en réaction à l'invasion de l'Ukraine. Le remplissage rapide des stockages a été facilité par le fait que ces derniers avaient gardé un niveau de remplissage très élevé (au moins 40 % de leur capacité) au sortir des deux hivers précédents.

Enfin, la consommation gazière est restée en-deçà des niveaux d'avant-crise avec une baisse de 25 %² entre 2021 et 2024. Cette évolution, résultante

notamment du contexte économique pesant sur les ménages et les entreprises, dépasse les objectifs de réduction de la consommation gazière de l'Union européenne (-15 %) introduits en réaction à l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Les températures élevées en Europe, particulièrement pendant les hivers 2022/2023 et 2023/2024, ont également contribué à la réduction des besoins.

Même si en moyenne les prix du gaz ont baissé en 2024 comparativement à ceux de 2023, la dynamique au cours de l'année a été tendanciellement haussière, en réaction aux inquiétudes nées à la fois des conflits au Moyen-Orient et de l'anticipation du non-renouvellement du contrat de transit du gaz russe via l'Ukraine arrivé à échéance fin 2024. Les prix du gaz en décembre 2024 ont ainsi été supérieurs à ceux de décembre 2023.

2. Source Eurostat

Les prix français sur les marchés de gros sont redevenus parmi les plus compétitifs en Europe

Marchés à terme

Les prix à terme de l'électricité ont diminué significativement mais, contrairement aux prix spot, ils sont restés au-dessus des niveaux historiques d'avant-crise. Le prix français pour une livraison l'année suivante est passé de 161 €/MWh pour les produits négociés en 2023 à 77 €/MWh pour les produits négociés en 2024. Le produit français pour une livraison au 1^{er} trimestre de l'année suivante est passé de 229 €/MWh à 97,2 €/MWh.

Ces prix sont au plus bas depuis 2020 (prix des produits 2021 négociés en 2020) mais le fait qu'ils restent relativement élevés par rapport à ceux de la fin des années 2010 montre qu'il existe encore des incertitudes quant à la sortie de la crise énergétique, dans un contexte d'inflation encore élevée et de prix des combustibles fossiles qui n'ont pas retrouvé leurs niveaux d'avant-crise. En effet, l'adaptation des approvisionnements gaziers à la suite de la guerre en Ukraine d'une part, et les objectifs de réductions de gaz à effet de serre d'autre part, ont maintenu respectivement le prix du gaz et celui du CO₂, qui influencent l'évolution des prix à terme, à des niveaux plus hauts que ceux qui étaient connus avant 2020. L'amplitude de variation des prix à terme est néanmoins beaucoup plus réduite que celle observée au cours des deux années précédentes. Bien que le marché reste encore relativement volatil car les facteurs géopolitiques regagnent de l'importance avec les conflits au Moyen-Orient, les mouvements observés sont cohérents avec les fondamentaux.

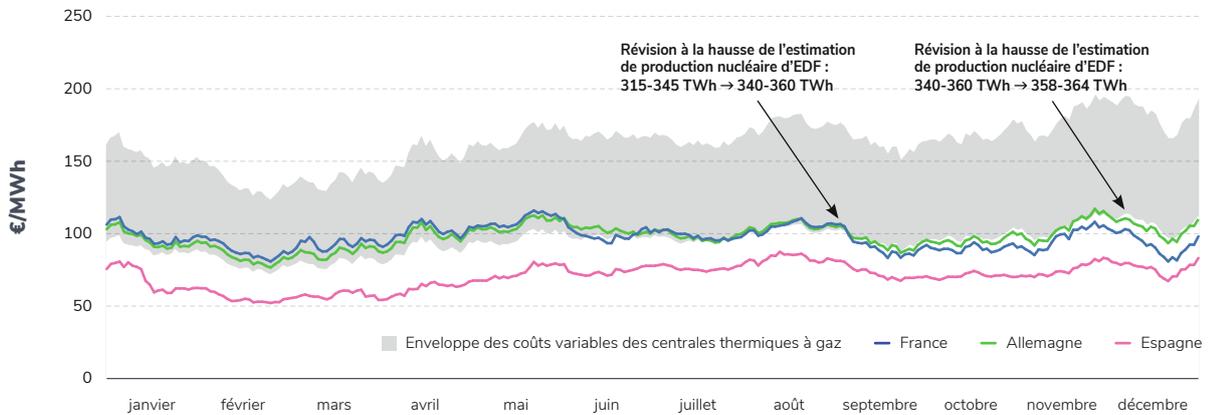
Les prix à terme français ont été inférieurs à ceux de tous les pays voisins, à l'exception de l'Espagne. Ceci est dû à la production décarbonée abondante en Espagne (56 % renouvelable,

20 % nucléaire en 2024) combinée à la position géographique de la péninsule ibérique, caractérisée par des interconnexions limitées avec les autres pays européens. Notamment, le parc installé éolien et solaire espagnol est passé de 34,5 GW totaux en 2019 à 63,1 GW en 2024, réduisant progressivement la dépendance à la production d'origine fossile à coût plus élevé. Le mécanisme dit « ibérique » de plafonnement des prix du gaz pour la production d'électricité, qui avait limité la hausse des prix espagnols en 2022, est sans effet depuis l'année 2023.

En France, les révisions successives à la hausse de la prévision de production nucléaire par EDF au début du mois de septembre 2024 puis au début du mois de décembre³ ont contribué à renforcer la compétitivité des prix à terme vis-à-vis de ceux des voisins. La prime de risque qui avait caractérisé le marché français en 2022 s'était déjà résorbée en 2023, et a totalement disparu en 2024. Pendant toute l'année, les prix pour livraison au 1^{er} trimestre 2025 sont restés dans le bas de l'enveloppe des coûts variables des moyens de production fonctionnant au gaz naturel. Le prix pour livraison sur l'année 2025 s'est même situé très en-dessous de cette enveloppe à partir du printemps, au moment où l'effet de la production renouvelable sur les prix en milieu de journée est devenu particulièrement visible sur le marché spot français. L'effet de la pénétration des renouvelables commence à s'observer sur les produits à terme saisonniers. En effet, pour les prochaines échéances annuelles, en ce qui concerne les produits estivaux, les prix « base » (0 h-24 h) sont plus élevés que les prix « pic » (8 h-20 h). Cela veut dire que les acteurs de marché s'attendent à des prix plus élevés la nuit que pendant la journée, du fait de la production solaire photovoltaïque abondante en été.

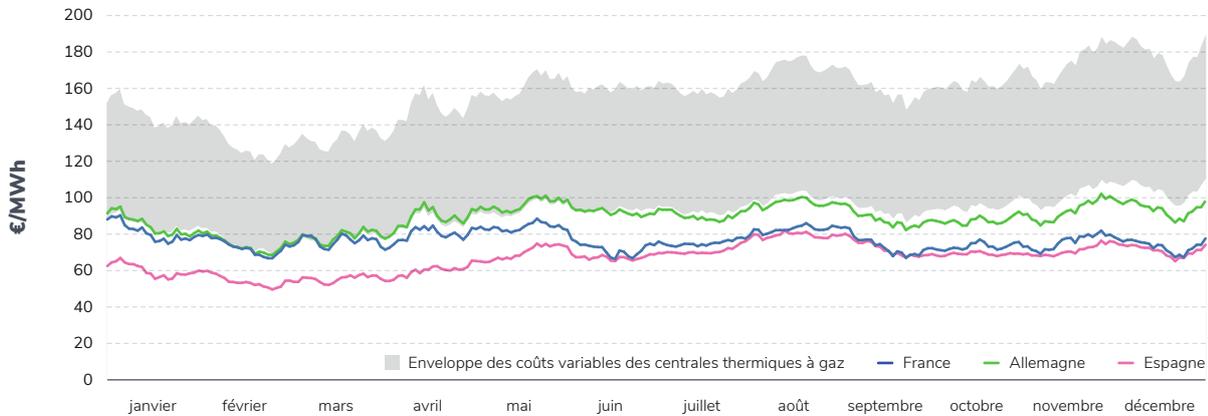
3. De 315-340 TWh à 340-360 TWh au début du mois de septembre 2024, puis de 340-360 TWh à 358-364 TWh au début du mois de décembre.

Figure 3.3 - Évolution au cours de l'année 2024 des prix à terme pour livraison au premier trimestre 2025, en France, Allemagne et Espagne, et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques à gaz



Source : calculs RTE à partir de données EEX Group

Figure 3.4 - Évolution au cours de l'année 2024 des prix à terme pour livraison en 2025, en France, Allemagne et Espagne, et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques à gaz



Source : calculs RTE à partir de données EEX Group

Marché spot

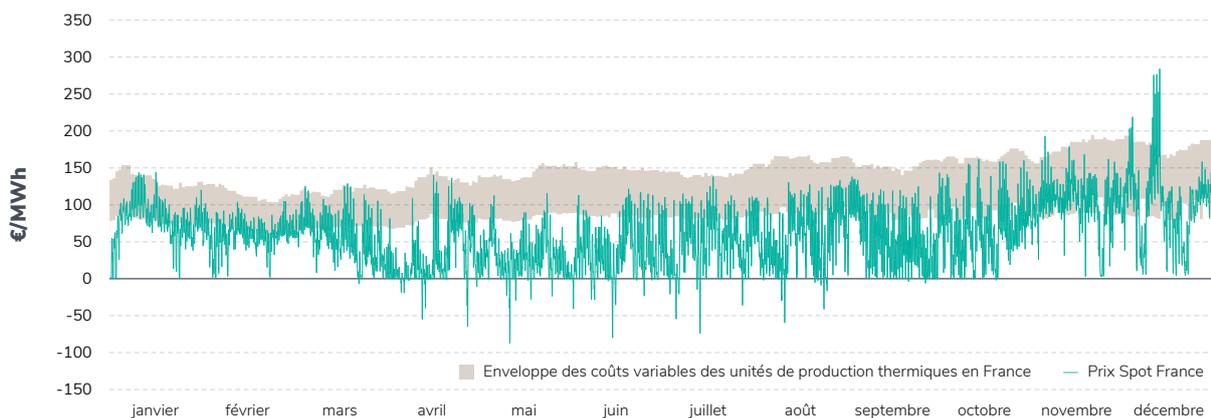
Comme évoqué plus haut, le prix spot moyen annuel s'est établi à 58 €/MWh en France en 2024, ce qui a représenté une diminution de 40 % par rapport au prix de 2023 et un retour à des niveaux proches en moyenne de ceux observés à la fin des années 2010.

La dynamique du début d'année 2024 s'est inscrite dans la tendance globalement baissière entamée en 2023. Les prix moyens mensuels ont ainsi reculé jusqu'à atteindre, au mois de mai, leur niveau le plus bas depuis juin 2020 (affecté par la crise sanitaire), avec 27,2 €/MWh. Les prix ont ensuite suivi une tendance haussière, avec une légère pause au mois de septembre et une accélération à partir du mois de novembre. Les prix des deux derniers mois de l'année se sont ainsi situés bien au-dessus de ceux du reste de l'année. En effet le prix moyen a été multiplié par deux entre la période janvier-octobre (49,5 €/MWh en moyenne, même niveau qu'avant-crise) et la période

novembre-décembre (99,3 €/MWh). Cette accélération des prix en fin d'année s'explique par la survenue de plusieurs épisodes où des températures basses ont été accompagnées d'une production renouvelable très réduite, alors que la consommation était soutenue : le recours à la production d'origine fossile a alors été plus important. Les prix des combustibles et des quotas de CO₂, déjà hauts en raison du contexte géopolitique, ont encore augmenté en fin d'année en lien avec cette hausse de la demande, contribuant à la hausse des prix de l'électricité.

Les prix spot français se sont situés très fréquemment en-dessous du faisceau des coûts variables des centrales thermiques (71 % du temps). Il s'agit d'une évolution majeure par rapport à l'année 2023, où ce taux avait été de 48 %. Cette situation, principalement due à l'augmentation de la production décarbonée en France, pourrait toutefois évoluer dans les années à venir en cas d'augmentation de la consommation.

Figure 3.5 - Évolution des prix spot horaires français au cours de l'année 2024 et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques

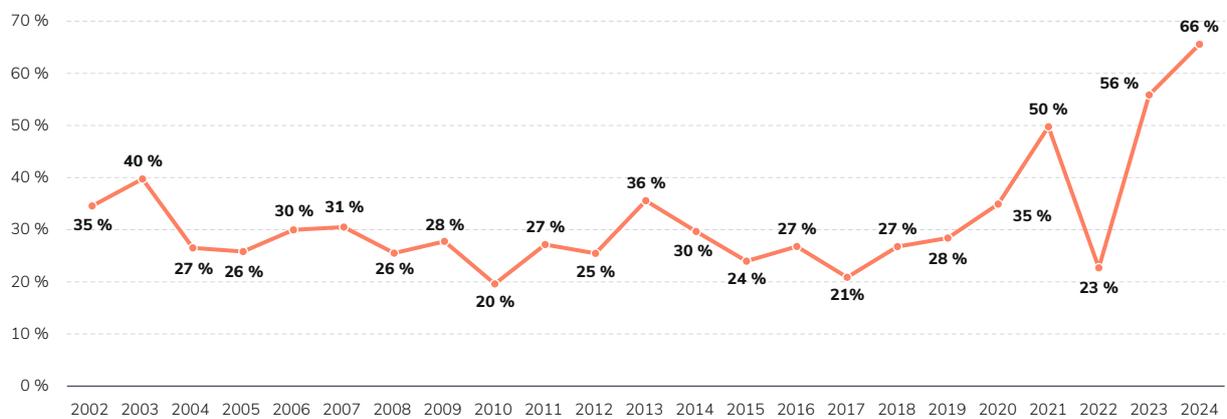


Source : calculs RTE à partir de données EEX Group et EPEX

La baisse des prix s'accompagne d'une augmentation significative de leur volatilité par rapport aux années avant-crise, sous l'effet du développement de la production renouvelable non pilotable : malgré une moyenne annuelle proche des valeurs de 2014-2019, les prix se sont situés seulement 31 % du temps, en 2024, dans l'enveloppe de variation des prix horaires entre 2014 et 2019, contre 21 % du

temps en dessous et 48 % du temps au-dessus. La volatilité⁴ est l'une des plus élevées observées pendant les 10 dernières années. Elle se situe bien au-dessus des niveaux de 2021, touchée par le début de la crise énergétique en fin d'année, et de 2022, pic de la crise. En particulier, la volatilité avait été relativement faible en 2022 du fait de niveaux de prix très élevés tout au long de l'année.

Figure 3.6 - Indice de volatilité historique des prix spot France par année

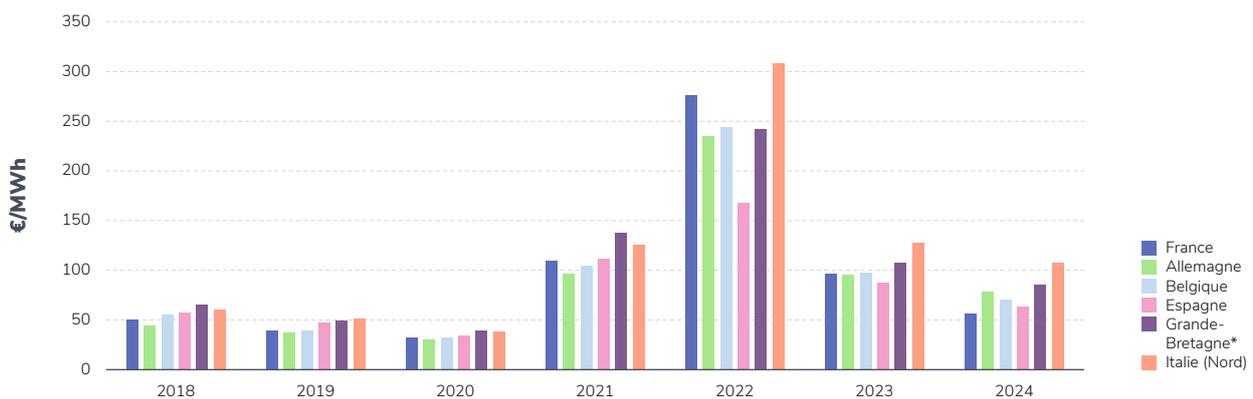


Source : calculs RTE à partir de données EPEX

4. La volatilité historique correspond à l'écart-type par année de la variation journalière des prix spot.

En Europe, une baisse de prix généralisée, mais moins marquée dans les pays les plus dépendants du gaz

Figure 3.7 - Moyenne annuelle des prix spot horaires pour plusieurs pays européens au cours de la période 2018-2024



* La Grande-Bretagne et l'Irlande du Nord n'appartiennent pas à la même zone de marché : les données affichées ici concernent uniquement la Grande-Bretagne et non pas le Royaume-Uni

Source : EPEX

Ailleurs en Europe, les prix ont connu une évolution similaire à celle des prix français avec une baisse constatée dans tous les pays, et des prix spot moyens qui ont pour la plupart atteint les niveaux les plus faibles depuis 2020. L'ampleur du recul est en revanche variable suivant les pays. D'une part, elle a été la moins forte dans les pays pour lesquels la production d'électricité d'origine fossile a représenté au moins le tiers du mix électrique national en 2024. Cela a été le cas pour l'Italie, l'Allemagne et la Grande-Bretagne. Tous ces pays disposent également d'une production renouvelable importante ; toutefois, lorsque ce type de production s'avère insuffisant pour couvrir la consommation, ce sont des moyens de production fossiles, bien plus coûteux, qui sont appelés en complément. En particulier, les coûts variables de ces moyens de production (liés aux coûts des combustibles et au coût des quotas de CO₂) restent encore à des niveaux plus élevés que ceux observés avant les crises sanitaire et énergétique, même si une baisse s'est opérée depuis 2023. D'autre part, la

diminution des prix par rapport à l'année 2023 a été la plus forte pour les pays voisins de la France pour lesquels la production est majoritairement décarbonée (à plus de 75 %) comme l'Espagne, où le prix moyen a atteint 63 €/MWh, un niveau relativement proche du prix français (58 €/MWh).

Pour la première fois depuis 2011, le prix spot français est devenu plus faible que le prix allemand en moyenne sur l'année. En effet, la baisse des prix en France a été plus significative que celle des prix en Allemagne, qui s'est élevée à 18 % en moyenne par rapport aux prix de l'année précédente. Par ailleurs, l'Allemagne a aussi été caractérisée par une augmentation de la volatilité des prix par rapport aux années précédentes, en lien avec le développement du parc de production renouvelable, la fermeture de la dernière centrale nucléaire (en 2023), et la réduction des capacités de production à partir de charbon. En effet, 7,9 GW⁵ de capacités de production à partir de charbon ont été retirées du marché entre

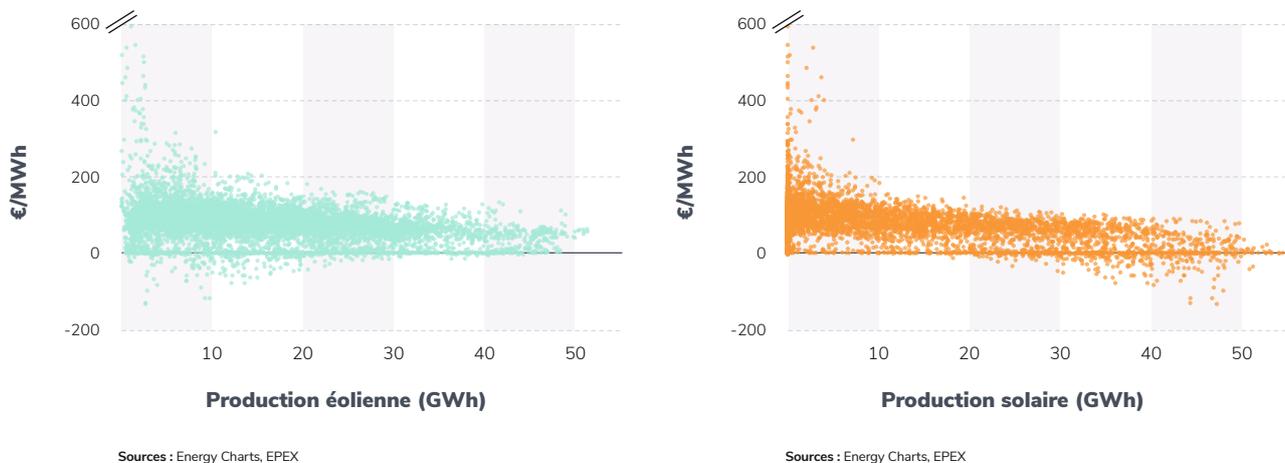
5. Source Bundesnetzagentur (pour les données d'évolution des capacités charbon et lignite)

novembre 2023 et novembre 2024 (passant de 17,5 GW à 9,6 GW) et 3,9 GW de capacités de production à partir de lignite (passant de 18,4 GW à 15,2 GW). L'influence de la production renouvelable, en particulier du solaire, sur les prix allemands a été particulièrement visible en 2024, avec une nette diminution des prix, et la survenue de prix négatifs, dès que la production solaire a dépassé les 20 GW. Par ailleurs, les prix ont connu des hausses importantes lors des pics de consommation du matin et/ou du soir en cas de production renouvelable faible, comme lors de certaines périodes en fin d'année⁶. Ainsi, le jeudi 12 décembre à 17 h le prix horaire allemand a atteint son niveau le plus haut depuis 2006 avec 936,3 €/MWh, après déjà avoir atteint 820 €/MWh le mercredi 6 novembre à 17 h également. Hors crise énergétique, ces niveaux de prix étaient jusque-là très rares en Allemagne. Les circonstances de la formation de prix hauts sur ces deux heures sont similaires, avec une production éolienne très faible, 1,3 GW le 12 décembre à 17 h et 0,2 GW le 6 novembre à 17 h, une production solaire nulle à ces moments-là alors que la consommation était élevée, supérieure à

65 GW, nécessitant un recours plus important à la production fossile allemande et aux importations.

Le prix espagnol a baissé de 28 % par rapport à l'année précédente, une réduction presque aussi significative que celle du prix français, ce qui lui a permis de rester très proche du prix français en moyenne annuelle et de retrouver, comme en France, des niveaux comparables à ceux de l'histoire d'avant crise. Le prix a même été plus faible en Espagne qu'en France au cours des cinq premiers mois de l'année, avec une inversion à partir de l'été. La réduction des prix espagnols s'explique essentiellement par l'abondance de la production éolienne et dans une moindre mesure celle de la production hydraulique, grâce à des précipitations élevées et à des stocks bien remplis (principalement jusqu'au mois d'avril). La production éolienne a ainsi été la première source de production en Espagne dans un mix décarboné à 76 % tandis que la production à partir du gaz a représenté 20 % du mix énergétique espagnol en 2024. Le repli du prix du gaz espagnol a alors également contribué à la baisse du prix spot de l'électricité. Pour rappel, le « mécanisme ibérique » n'a plus d'effet sur les prix de l'électricité en

Figure 3.8 - Prix spot horaires en Allemagne en fonction des productions éolienne et solaire photovoltaïque en Allemagne, en 2024

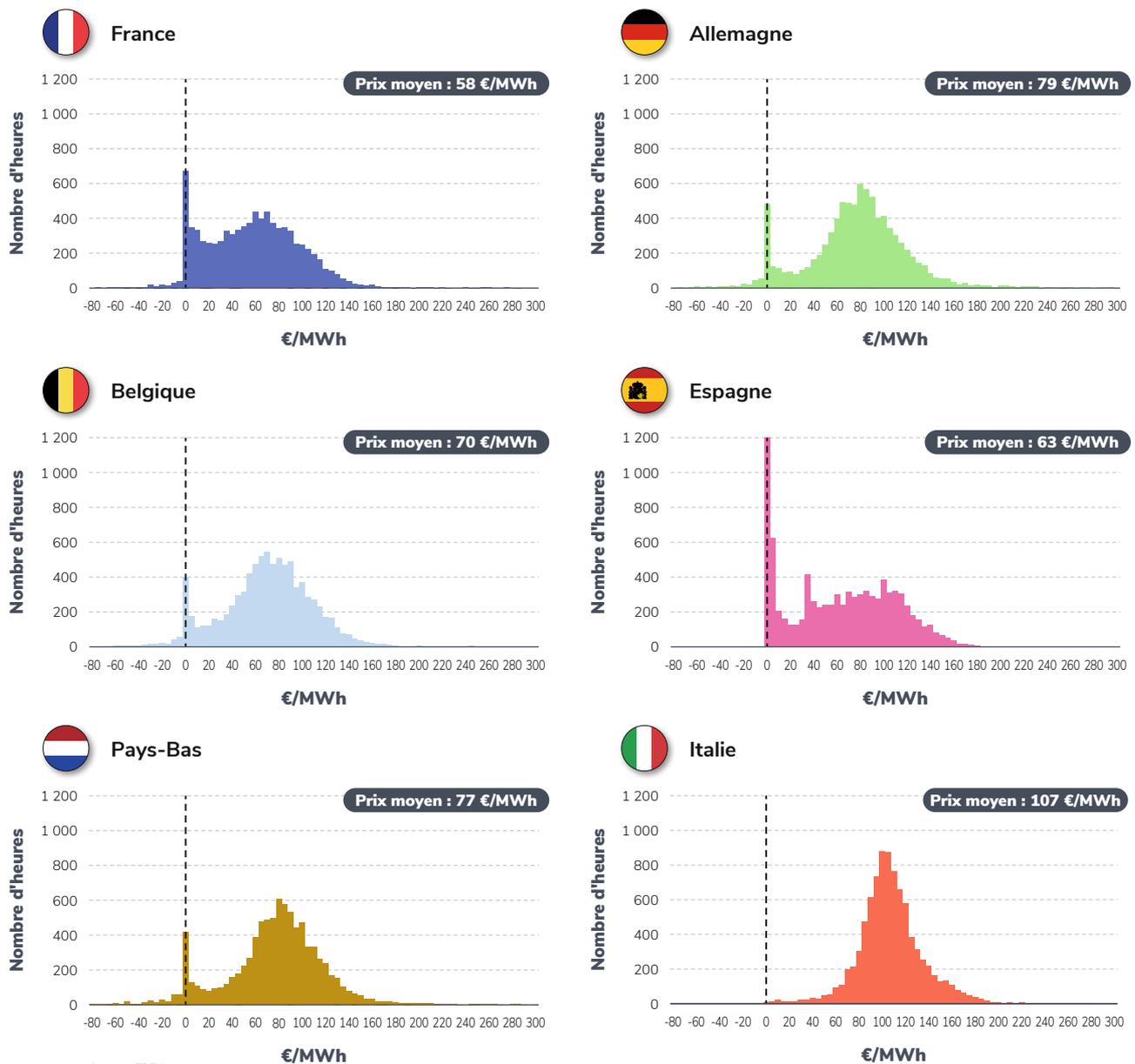


6. Désignés « Dunkelflaute », il s'agit de périodes prolongées (plusieurs jours) où un épisode de vent faible se combine avec un ensoleillement insuffisant, causant une production éolienne et solaire très basse.

Espagne depuis l'année 2023. Ce mécanisme, mis en place en 2022 à la suite de la crise énergétique, consistait en un plafonnement du prix du gaz utilisé pour la production d'électricité en Espagne. À partir de 2023, le mécanisme n'était plus effectif en raison de la réduction du prix du gaz sur les marchés.

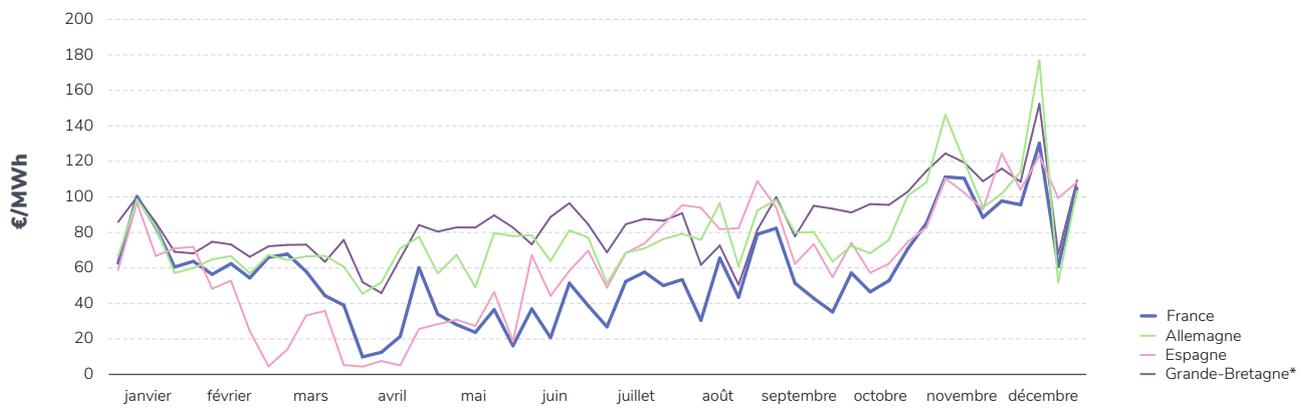
En effet, Ces derniers (39 €/MWh en moyenne en 2023) se sont situés largement en-dessous des plafonds définis (56,1 €/MWh à partir d'avril 2023 et 65 €/MWh à partir de décembre 2023). Le mécanisme est arrivé à échéance au 31 décembre 2023.

Figure 3.9 - Distribution des prix spot pour différents pays européens en 2024 (la barre correspondant au prix 0 €/MWh indique le nombre d'heures où le prix était compris entre -2,5 et 2,5 €/MWh, etc.)



Source : EPEX

Figure 3.10 - Évolution des prix spot hebdomadaires moyens en France et dans une sélection de pays européens en 2024



* La Grande-Bretagne et l'Irlande du Nord n'appartiennent pas à la même zone de marché : les données affichées ici concernent uniquement la Grande-Bretagne et non pas le Royaume-Uni

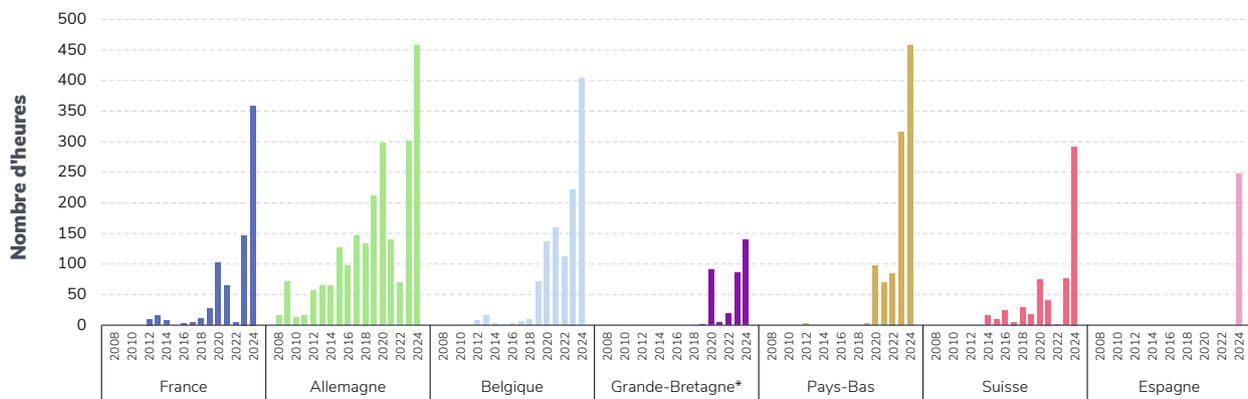
Source : EPEX

Les occurrences de prix négatifs ont doublé sur le marché spot français

Le nombre d'occurrences de prix spot négatifs a très fortement augmenté en 2024, avec 361 heures au cours de l'année (soit 4 % du temps). Il s'agit du double des occurrences de l'année précédente (147 heures), ce qui représentait alors déjà un niveau inédit en France. La multiplication des épisodes de prix négatif s'est accélérée au cours des dernières années, sous l'effet de l'augmentation des capacités de production d'électricité d'origine renouvelable, du redressement de la production nucléaire et du maintien de la consommation à un niveau plus faible que celui de la période 2014-2019.

Le nombre de prix négatifs observés en France est proche de celui des pays voisins européens dont le rythme de développement du parc renouvelable est plus important comparativement à celui de la France. L'Allemagne a compté 457 heures à prix négatif, la Belgique 404 heures et les Pays-Bas 458 heures. Le nombre de prix négatifs le plus élevé a été relevé en Finlande avec 722 occurrences. L'Espagne a quant à elle connu ses premiers prix spot négatifs en 2024 avec 247 occurrences (la réglementation du marché de l'électricité espagnol ne permettait pas la formation de prix négatifs jusqu'en 2020).

Figure 3.11 - Nombre d'heures sur l'année où le prix de l'électricité a été négatif dans une sélection de pays européens



* La Grande-Bretagne et l'Irlande du Nord n'appartiennent pas à la même zone de marché : les données affichées ici concernent uniquement la Grande-Bretagne et non pas le Royaume-Uni.

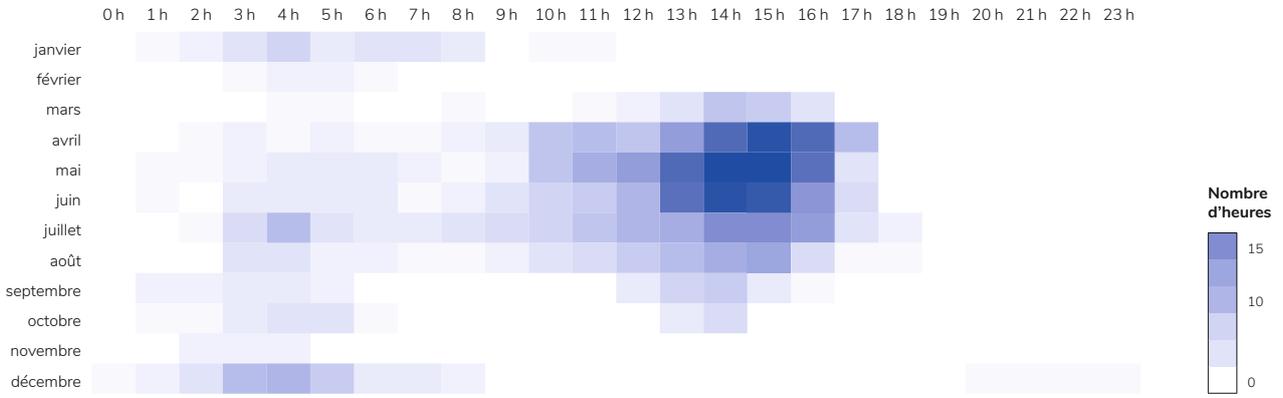
Source : EPEX

Des prix faiblement négatifs, qui surviennent en général pendant l'après-midi les week-ends

Malgré l'augmentation du nombre d'occurrences, les prix négatifs ont conservé les mêmes caractéristiques qu'auparavant. Les prix négatifs se vérifient

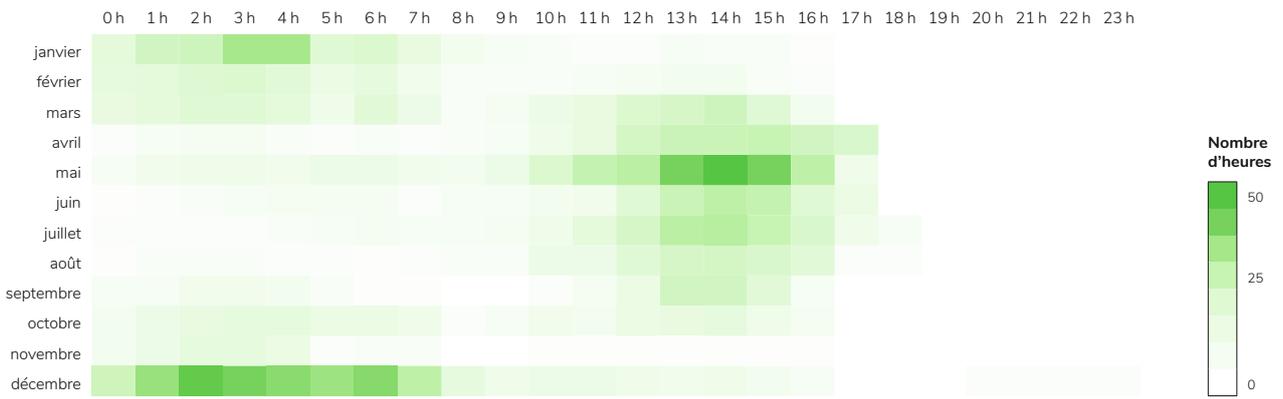
le plus souvent sous forme de séquences de plusieurs heures successives, qui se produisent la nuit entre 2 h et 7 h et l'après-midi entre 11 h et 16 h, les week-ends, du mois de mars au mois d'août. Pendant l'hiver, des occurrences se vérifient régulièrement fin décembre et début janvier pendant les vacances scolaires, uniquement la nuit.

Figure 3.12 - Répartition horaire, par mois, des prix spots négatifs en France sur la période 2002-2024



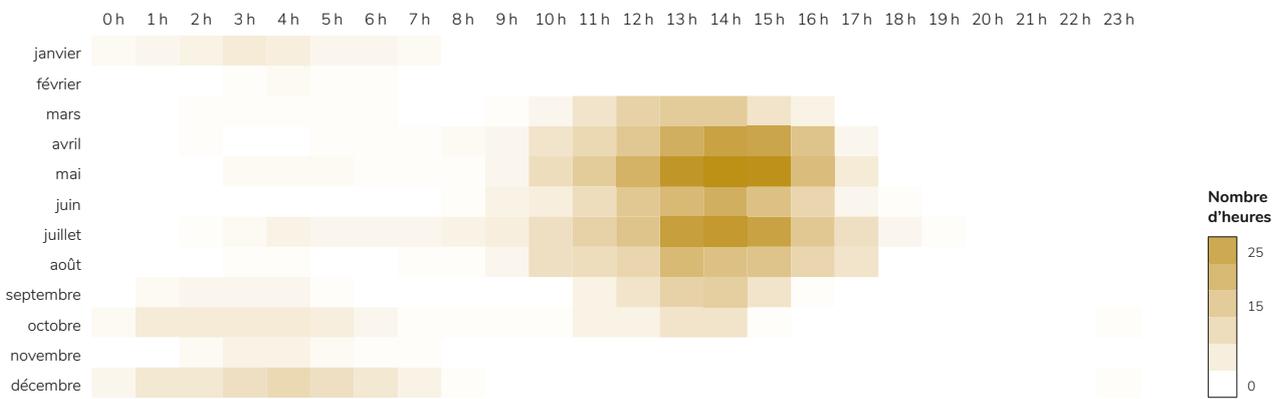
Source : EPEX

Figure 3.13 - Répartition horaire, par mois, des prix spots négatifs en Allemagne sur la période 2002-2024



Source : EPEX

Figure 3.14 - Répartition horaire, par mois, des prix spots négatifs aux Pays-Bas sur la période 2002-2024



Source : EPEX

Figure 3.15 - Répartition mensuelle, par année, des prix spot négatifs en France

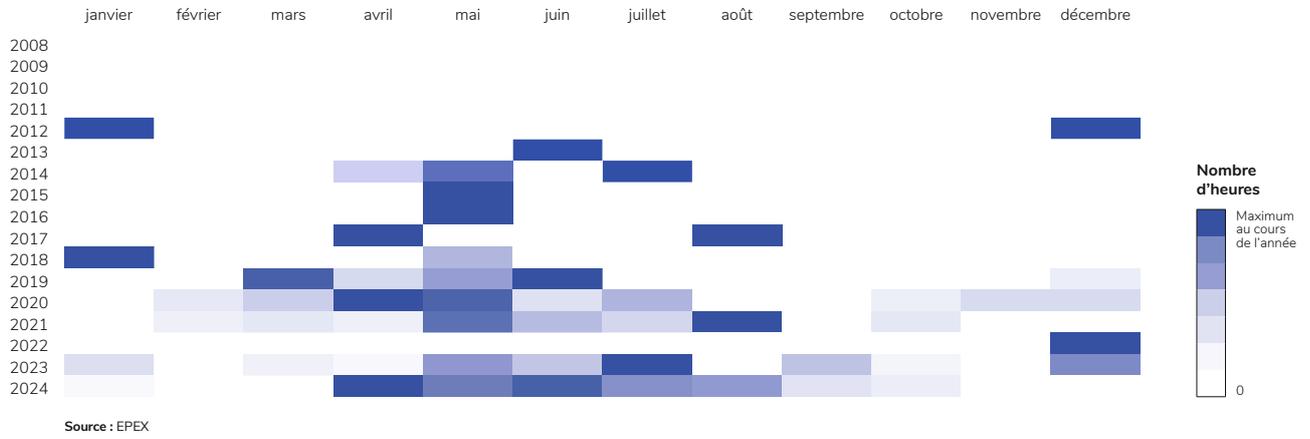
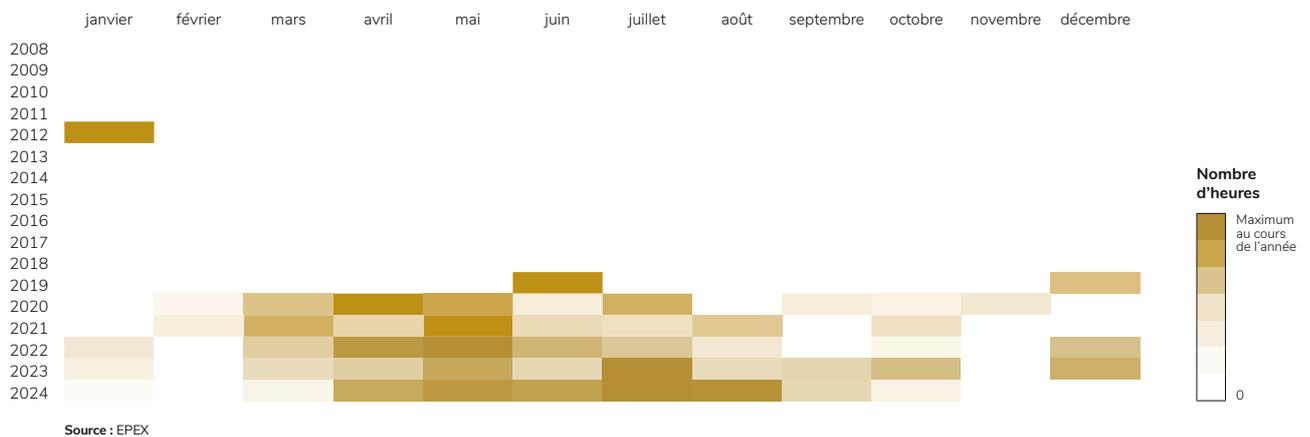


Figure 3.16 - Répartition mensuelle, par année, des prix spot négatifs en Allemagne



Figure 3.17 - Répartition mensuelle, par année, des prix spot négatifs aux Pays-Bas

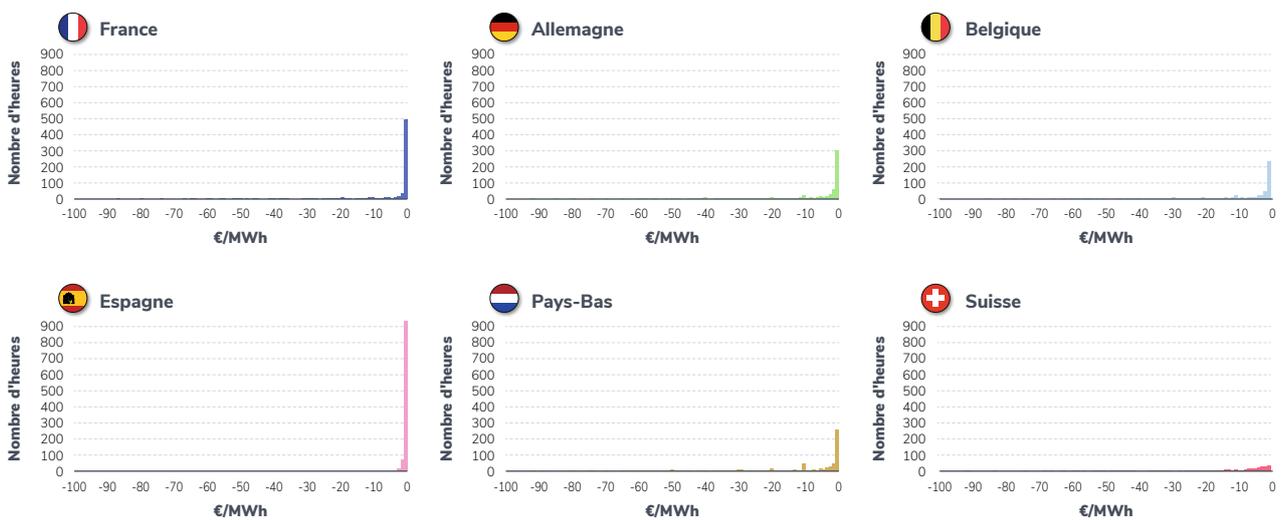


Les prix négatifs sont le plus souvent très faiblement négatifs : les prix compris entre $-0,01$ €/MWh et -1 €/MWh ont représenté respectivement 61 % et 46 % des occurrences en 2023 et en 2024 en France. La part des prix plus fortement négatifs (entre -5 €/MWh et -30 €/MWh) a néanmoins augmenté en 2024 par rapport à 2023, passant de 20 % à 30 % des occurrences. Le reste des occurrences est constitué par des prix inférieurs à -30 €/MWh. Dans les pays voisins de la France, au moins un tiers des prix négatifs se sont situés dans la fourchette comprise entre $-0,01$ €/MWh et -1 €/MWh, à l'exception notable de l'Espagne pour laquelle la plupart des prix négatifs se sont situés à ce niveau (89 %). Si l'on regarde les prix nuls, par ailleurs, les marchés spot français et espagnol sont ceux qui ont présenté le plus grand nombre d'occurrences, avec 195 heures à prix nul en France et 537 en Espagne.

Il est intéressant d'analyser la position des échanges d'électricité français pendant les épisodes

de prix négatif. En 2024, la position de la France a été exportatrice nette 83 % du temps pendant les heures à prix négatif : sur toutes les frontières, le solde était le plus souvent exportateur, à l'exception de celles avec l'Allemagne et la Belgique sur lesquelles il était au contraire plus fréquemment importateur (71 % du temps pendant les heures à prix négatif). La France a ainsi, environ 15 % du temps, « exporté » ses prix négatifs vers tous ses voisins. Un peu moins de 40 % du temps, elle a « importé » des prix négatifs des frontières à l'est (Allemagne, Belgique), souvent pour les réexporter vers les autres frontières. C'est l'effet des épisodes de très forte production renouvelable en Allemagne mais également dans ses pays voisins (Pays Bas notamment). Le reste du temps, les prix négatifs ont été « importés » depuis l'une des autres frontières (Suisse, Espagne, Grande-Bretagne), à l'exclusion de l'Italie, dont les règles de marché ne prévoient pas de prix négatifs). Même dans ces cas, ils ont été fréquemment « réexportés ».

Figure 3.18 - Distribution des prix spot nuls (inférieurs à $0,5$ €/MWh) ou négatifs, pour différents pays européens en 2024



Source : EPEX

Pourquoi des prix négatifs ?

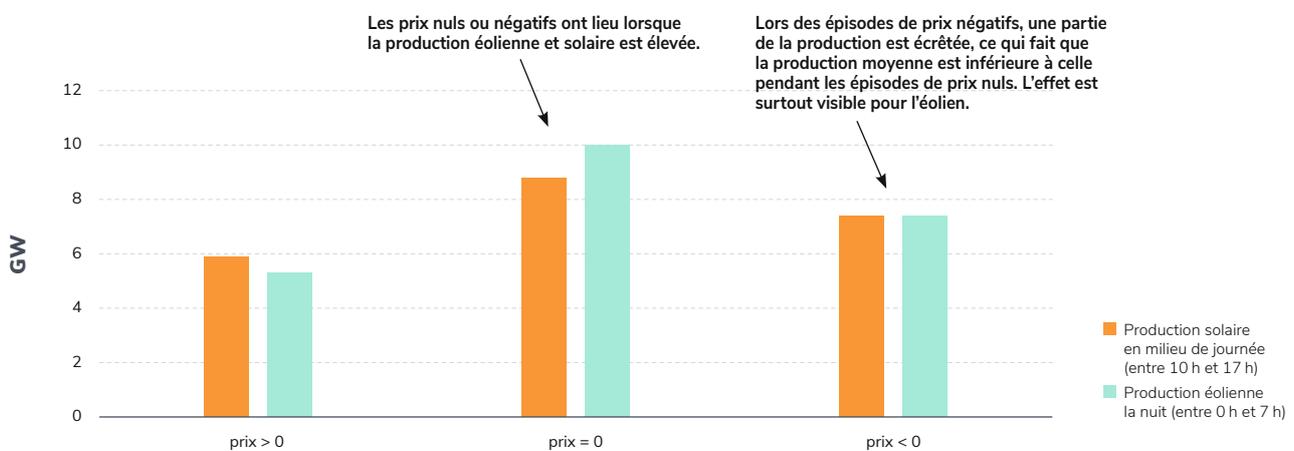
Les épisodes de prix négatif surviennent en général lors de moments de faible consommation conjugués à une forte production d'énergie renouvelable. Lorsque la production renouvelable dépasse la consommation, les groupes pilotables, notamment les groupes thermiques non flexibles, devraient arrêter leur production. Ils peuvent cependant préférer ne pas l'arrêter, et proposer des offres à prix négatif, c'est-à-dire choisir de payer des acheteurs pendant quelques heures pour qu'ils consomment (ou revendent) ce surplus d'électricité. La raison réside dans le fait que la mise à l'arrêt temporaire d'un groupe thermique peut être coûteuse en raison des contraintes techniques et économiques (coûts de démarrage, minimum technique, durée minimale d'arrêt, etc.). Les consommateurs sont ainsi rémunérés pour consommer une électricité produite en des quantités trop abondantes par rapport aux besoins de consommation à ces instants précis.

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)⁷, 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 rémunération⁸, 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 par filière.

Notamment, la production éolienne et solaire lors des épisodes de prix négatifs a été généralement inférieure à celle observée pendant les épisodes de prix nuls. Cette différence montre clairement l'effet de l'écrêtement des parcs renouvelables sensibles aux prix (parcs sous complément de rémunération ou exposés au prix de marché), pendant les heures à prix négatifs, dont le volume total au cours de l'année 2024 est estimé à 1,8 TWh (cf. chapitre Production).

Figure 3.19 - Production éolienne et solaire à certains moments de la journée, en fonction du prix de marché



7. Le prix de détail payé par les consommateurs est en général différent des prix de gros (voir partie « Les différentes notions de prix de l'électricité »).

8. Le complément de rémunération est un dispositif de soutien aux installations de production d'électricité renouvelable (pour les nouveaux contrats, sont concernés l'éolien terrestre, l'hydroélectricité et le biogaz, pour les installations de puissance inférieure à certains seuils).

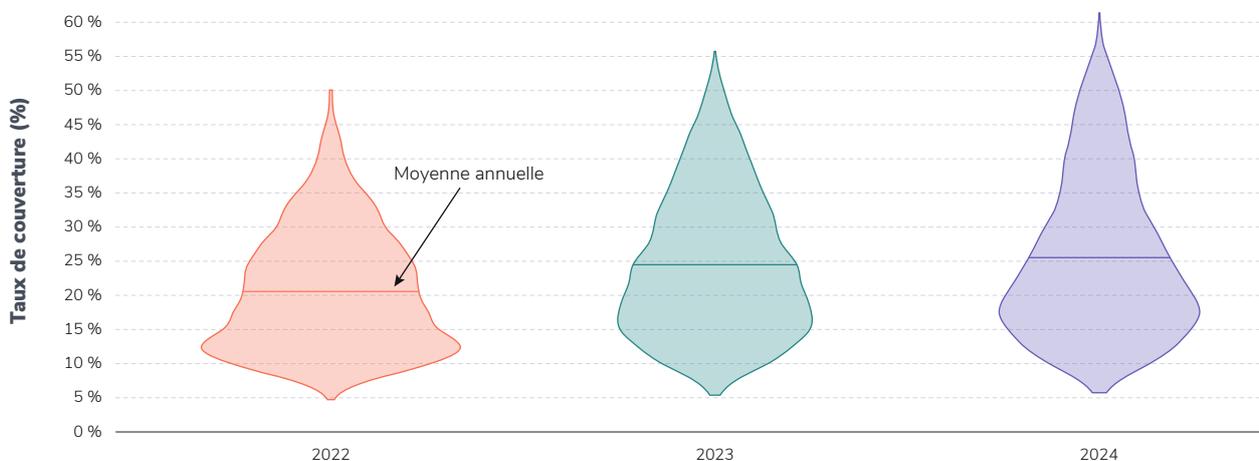
Dans un système électrique qui voit la part des énergies renouvelables croître, il est attendu que les occurrences de prix négatifs se multiplient, notamment si l'électrification des usages prend du retard et que la consommation électrique tarde à repartir à la hausse. Les moyens qui permettent de traiter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

- la flexibilité du parc de production : la manœuvrabilité du parc nucléaire français constitue 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 chauffage) 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 trois dernières années, alors que les prix négatifs se sont multipliés, le taux de couverture moyen est passé de 21 % à 26 %, et le taux maximum de 50 % à 61 %. 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.

Figure 3.20 - Distribution du taux de couverture de la consommation européenne (UE 27) par la production éolienne et solaire photovoltaïque



Source : ENTSO-E

Lecture : plus les formes sont larges, plus le nombre de pas de temps dans l'année caractérisés par le taux affiché sur l'axe des ordonnées est élevé. Par exemple en 2024, il y a eu un grand nombre de pas de temps où le taux de couverture s'est situé entre 15 % et 20 %. Le taux de couverture moyen a été de 26 %, et pendant quelques heures dans l'année les taux les plus élevés ont pu atteindre des valeurs proches de 60 %.

Q FOCUS

Les différentes notions de prix de l'électricité (spot, à terme, etc.)

Le « prix de l'électricité » recouvre en pratique différentes notions qui sont souvent confondues. Il est notamment nécessaire de distinguer d'une part le prix de l'électricité sur les marchés de gros, et, d'autre part, le « prix de détail » facturé au consommateur.

La notion de « prix de gros » est elle-même multiple en fonction de l'échéance à laquelle elle se rapporte : il peut s'agir soit du prix spot, correspondant au prix d'un mégawattheure d'électricité pour livraison physique une heure donnée, la veille pour le lendemain (construit sur les marchés journaliers selon le principe de l'ordre de préséance économique illustré ci-dessous) ou quelques heures plus tard (marchés intrajournaliers), soit d'un prix à terme dont l'échéance de livraison est plus éloignée allant de la semaine à l'année.

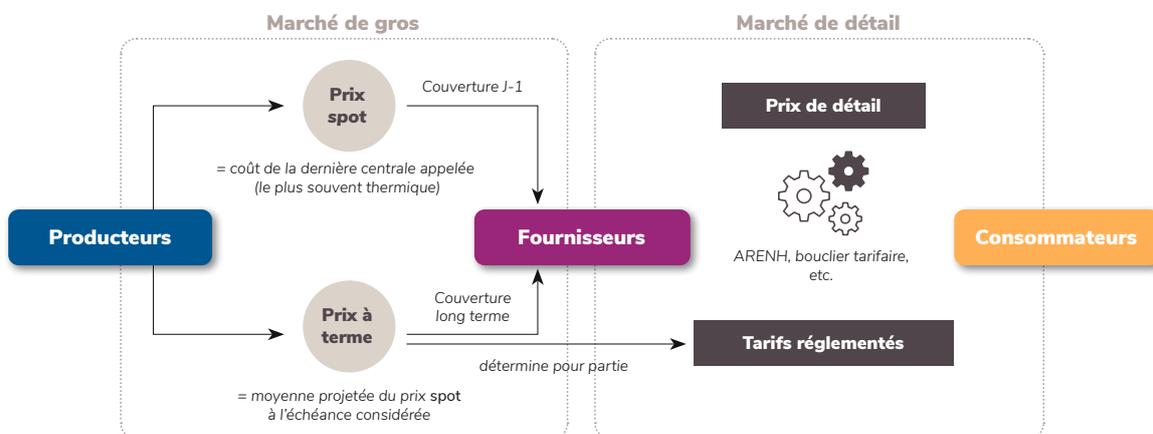
Les marchés à terme permettent aux producteurs et aux fournisseurs de se couvrir face au « risque prix » du marché journalier, c'est-à-dire contre la volatilité horaire du prix qui s'y forme. Les producteurs, d'une part, et les fournisseurs

ou gros consommateurs, d'autre part, y cèdent ou achètent respectivement une large part de leur production et de leur consommation, pour, selon le cas, définir leur marge ou déterminer un tarif pour leurs clients, plusieurs mois, voire plusieurs années en amont (seule une part résiduelle de leur production ou de leur consommation étant cédée ou achetée sur le marché spot).

Les prix à terme (ou prix *forward*) reflètent ainsi un arbitrage entre la vente ou l'achat d'électricité à l'avance et l'attente du dernier moment pour se couvrir (au moment du marché journalier). Les prix à terme se situent, par conséquent, généralement autour de l'anticipation des prix spot moyens, en intégrant une éventuelle prime de risque qui peut dépendre de l'incertitude et/ou de l'aversion au risque des différents acteurs concernés. En particulier, les primes de risque peuvent atteindre des niveaux très élevés lorsque se produit une crise, traduisant une perception de pénurie ou de tension sur l'offre par les acteurs.

Les prix à terme constituent une des composantes du prix de l'électricité acquitté par les

Figure 3.21 - Fonctionnement des marchés de gros et de détail de l'électricité





FOCUS

consommateurs finals (ils sont notamment utilisés pour la construction des tarifs réglementés de vente et pour approvisionner les consommateurs n'étant pas éligibles à ces derniers, à l'instar des industriels) aux côtés d'autres composantes. Outre cet approvisionnement sur les marchés à terme, le prix de détail figurant sur la facture d'électricité des consommateurs comporte une part correspondant aux coûts du réseau nécessaire à l'acheminement de l'électricité, une part de taxes, une part liée à des dispositifs de régulation comme l'ARENH et d'autres composantes diverses (coût de commercialisation, mécanisme de capacité, etc.). Ces principes sont communs aux tarifs réglementés de vente et aux offres de marché qui leur font concurrence.

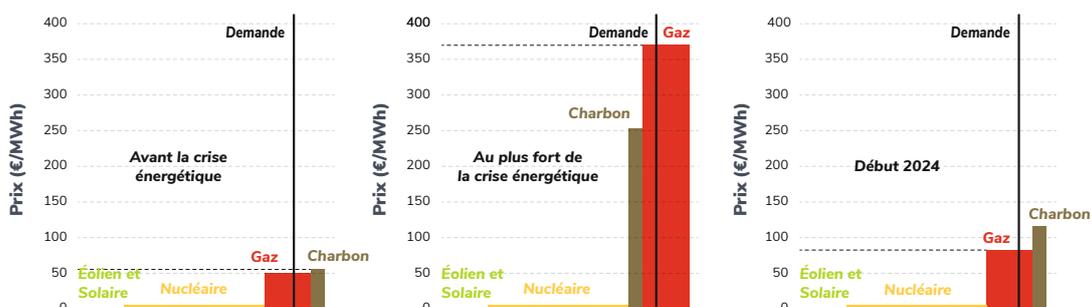
Dans les marchés physiques à court terme (les marchés journaliers – avec livraison pour le lendemain – mais également les marchés infra-journaliers), les conditions météorologiques jouent un rôle important. En revanche, dans les marchés à terme, dont l'échéance de livraison est plus éloignée, les prix sont plus fortement dépendants des perspectives d'évolution à moyen terme des prix du gaz et de la situation en matière d'offre et de demande.

Pourquoi les prix de l'électricité peuvent-ils dépendre des prix du gaz ?

Le marché de l'électricité européen repose sur le principe selon lequel le prix de l'électricité se fixe à chaque instant au niveau du coût variable de production de la dernière unité appelée pour couvrir la demande électrique. En d'autres termes, pour chaque heure, tout se passe comme si les moyens de production étaient « empilés » par ordre de préséance économique jusqu'à atteindre un volume suffisant pour approvisionner la demande d'électricité : le dernier moyen sollicité dans cet empilement, qualifié de « marginal », détermine alors le prix de l'électricité sur l'heure donnée. En pratique, les acteurs de marché optimisent leurs achats/ventes à l'échelle de leur portefeuille de production et de consommation, et non à l'échelle de chaque unité individuelle, mais le prix tend tout de même à se former autour du prix d'offre de l'unité marginale nécessaire pour satisfaire l'équilibre offre-demande. Ceci assure une allocation économiquement optimale de la production.

Au périmètre européen, ce mécanisme de formation des prix prend en compte l'équilibre entre l'offre et la demande de chaque zone de

Figure 3.22 : Exemple illustratif de l'ordre de préséance économique et de la formation du prix de l'électricité : avant la crise énergétique, au plus fort de la crise énergétique en 2022, et début 2024. Le schéma est illustratif, les volumes de production ne sont pas à l'échelle.





FOCUS

prix (qui correspond généralement à un pays) ainsi que la capacité d'échange entre ces zones. Il en résulte une optimisation, à l'échelle européenne, de l'utilisation des moyens disponibles à court terme. Le parc thermique fossile étant la plupart du temps nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne (malgré une nette diminution dans le mix de production européen au cours des dernières années), le prix spot horaire se fixe généralement sur le coût variable des moyens de production correspondants. Ainsi, l'évolution du prix de l'électricité est corrélée avec celle des prix des combustibles comme le gaz ainsi qu'avec le prix du CO₂. Même si

la part du thermique fossile dans la production d'électricité française est faible, elle joue encore un rôle important dans la formation du prix de l'électricité car l'interconnexion avec le reste de la plaque européenne conduit à ce que les prix de l'électricité en France dépendent également de la production thermique fossile située à l'étranger et échangée sur le marché. En 2024 cependant, les prix spot en France se sont souvent situés en dessous des coûts de production des moyens thermiques, reflétant à la fois la décarbonation exceptionnelle du mix français et la décarbonation progressive des mix des autres pays européens.

Les échanges d'électricité

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

La séquence 2021-2024 a démontré la capacité du système électrique européen et de son architecture de marché à assurer une utilisation optimale des ressources, ce qui en fait un atout majeur dans le cadre de la transition énergétique du continent

Les systèmes électriques des différents pays européens sont aujourd'hui 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.

Le développement des interconnexions entre les États membres figure de longue date parmi les priorités de la politique énergétique de l'Union européenne. En permettant de tirer parti des complémentarités entre les mix énergétiques nationaux par la mutualisation de capacités de production, les échanges d'électricité sont de nature à bénéficier à la collectivité européenne selon trois axes : le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en électricité et de la sécurité d'exploitation des systèmes interconnectés ; la réduction des coûts de production à l'échelle du continent par la sollicitation à chaque instant des moyens de production les moins chers (et les moins carbonés) ; et la faculté, devenue essentielle dans le cadre de la transition énergétique du continent, d'intégrer des volumes plus importants d'énergies décarbonées.

Cette mutualisation permet de tirer profit des différences de profils de consommation entre les pays européens. Les pointes de consommation, par exemple, ne surviennent pas au même moment de la journée ni à la même saison selon les pays (pointes en été dans l'après-midi en Espagne, en soirée en hiver en France, en hiver dans la matinée dans les pays scandinaves). Dans une moindre mesure, la mutualisation permet également de profiter du foisonnement de la production des énergies renouvelables variables.

Le marché européen de l'électricité concourt à minimiser le coût de fonctionnement du système électrique au périmètre européen. Cependant, les niveaux très élevés des prix de l'électricité atteints sur l'année 2022, qui ont exercé de fortes tensions sur les consommateurs, les finances publiques et l'économie en général, ont conduit à l'émergence d'un débat au niveau européen sur le sujet, qui a abouti fin 2023 à un accord sur une réforme de l'organisation des marchés en Europe¹. Celle-ci vise à mieux aligner les coûts de production et les factures payées par les consommateurs d'électricité,

1. La réforme a été publiée au Journal officiel de l'Union européenne en juillet 2024. Certaines dispositions, adoptées par voie de Règlement, sont directement applicables ; d'autres, adoptées par voie de Directive, doivent encore être transposées en droit national. [Directive \(UE\) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024](#), et [Règlement \(UE\) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024](#).

tout en maintenant l'efficacité du marché de court terme et en renforçant les incitations à l'investissement dans les nouveaux moyens de production d'électricité nécessaires à la décarbonation. Ainsi, les fondements du marché spot de court-terme ne sont pas modifiés, et l'accent est mis sur le développement des marchés à terme ainsi que sur les règles visant à encourager la passation de contrats à prix garanti publics ou privés entre producteurs et consommateurs.

Le fonctionnement du système électrique à l'échelle européenne constitue aujourd'hui une réalité, qui s'est révélée essentielle lorsque que le système électrique français s'est trouvé en situation de tension sur l'approvisionnement, comme cela a été le cas à l'automne-hiver 2022/2023. Depuis dix 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 ne fait pas exception. Située à l'intersection 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 nucléaire, d'hydraulique et d'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).

Il ne serait pas optimal, tant du point de vue technique qu'économique, de dimensionner le parc de production pour couvrir systématiquement et totalement les périodes de forte consommation. Ceci est d'autant plus vrai en France, où la consommation est fortement sensible aux températures (voir le chapitre *Consommation*). Ainsi, en cas de tension sur l'équilibre offre-demande, même hors situation de crise, il est normal que le pays

se trouve ponctuellement en position importatrice. C'est aussi le cas simplement lorsqu'il est moins coûteux d'importer, ce qui se produit sur certaines frontières en cas de forte production renouvelable, notamment avec l'Espagne et l'Allemagne, plus rarement avec la Grande-Bretagne (voir plus loin *Analyse 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 sa sécurité d'approvisionnement à un coût bien plus faible que si le pays avait dû compter uniquement sur les moyens de production nationaux à tout instant ;

La séquence observée en France depuis la fin de l'année 2021 permet de poser un diagnostic désormais net : les marchés européens de court-terme de l'électricité ont montré leur efficacité, leur réactivité, et leur faculté à reconfigurer rapidement les échanges en fonction des besoins physiques du système en temps de crise, ainsi qu'à orienter de manière économiquement optimale les flux d'électricité, y compris lorsque les fondamentaux sont plus favorables.

Pendant l'année 2022, les flux s'étaient orientés conformément aux besoins physiques du système électrique : le solde des échanges français était devenu importateur au cours de l'année, au moment où la production nationale chutait du fait de l'indisponibilité de nombreux réacteurs nucléaires et d'une production hydroélectrique réduite. En 2023, l'amélioration des fondamentaux de l'équilibre offre-demande en France avait mené à un retournement tout aussi rapide du sens des échanges, permettant à la France de retrouver son rôle de premier exportateur d'électricité en Europe aussi rapidement qu'il avait été perdu. **En 2024 encore, la France a pleinement tiré parti de son statut de principal producteur d'Europe, profondément intégré au marché intérieur de l'énergie : le pays a enregistré le solde annuel exportateur le plus élevé de son histoire, deux ans seulement après l'une des crises les plus graves ayant jamais affecté son parc de production.**

Le marché européen de court-terme de l'électricité a suscité au cours des dernières années des interrogations légitimes pour ce qui concerne sa faculté à permettre une politique d'électrification massive, soutenable économiquement et socialement. L'une de ces lignes de réflexion concerne l'articulation entre le court et le long-terme, spécifiquement la capacité des prix de court-terme à fournir les signaux nécessaires aux investissements long-terme permettant d'assurer à la fois le développement optimal du parc dans le contexte de la transition énergétique et la sécurité d'approvisionnement. La seconde concerne l'articulation entre les marchés de gros et les marchés de détail, c'est-à-dire la protection des consommateurs face aux chocs affectant les prix de gros, et

l'introduction d'instruments permettant de rendre les prix de l'électricité moins dépendants du prix des combustibles fossiles.

Ces réflexions nécessaires ne doivent pas masquer ce résultat essentiel de vingt années d'intégration des systèmes électriques à l'échelle européenne : la France et l'Union européenne disposent, avec le marché intérieur de l'électricité et les infrastructures qui le sous-tendent, d'un outil physiquement et économiquement performant, qui lui permet d'assurer sa sécurité d'approvisionnement au meilleur coût ; face au défi de la transition énergétique, aux tensions croissantes au niveau géopolitique et à la montée des nouveaux protectionnismes, c'est un atout majeur.

En 2024, la France a enregistré le solde exportateur net le plus élevé de son histoire

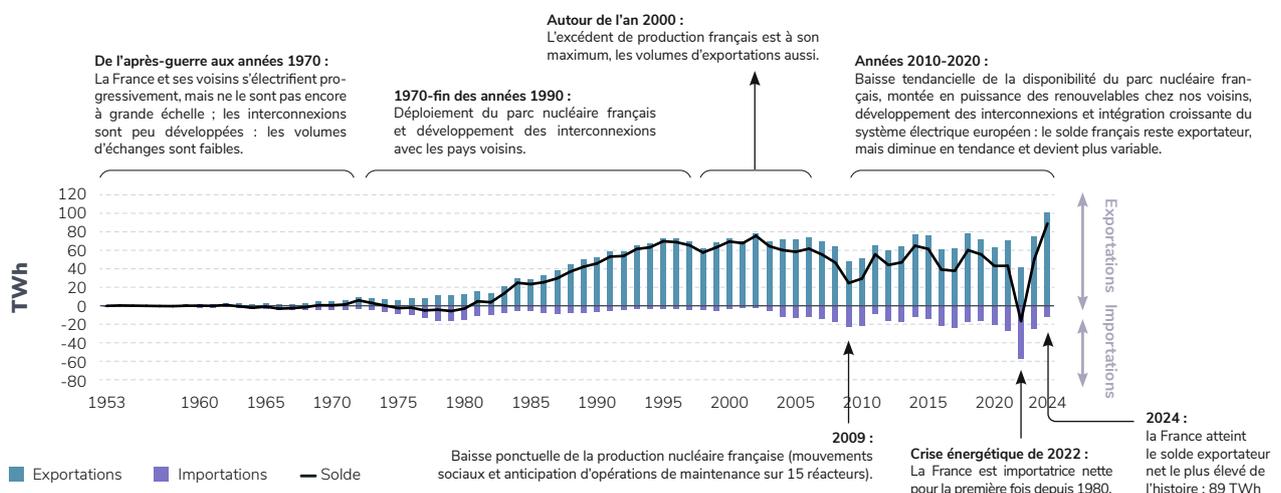
Le solde net de la France en 2024 s'est élevé à 89,0 TWh dans le sens des exportations. Il s'agit du solde annuel le plus élevé jamais observé ; le précédent record, qui datait de 2002, était de 76 TWh. La France a été exportatrice nette vers tous ses voisins : de manière conséquente vers l'Allemagne et la Belgique (27,2 TWh), l'Italie (22,3 TWh), la Suisse (16,7 TWh) et la Grande-Bretagne (20,1 TWh) ; dans une moindre mesure vers l'Espagne (2,8 TWh).

Les facteurs ayant permis un tel volume d'exportations sont multiples. À court-terme, le premier déterminant est le niveau de production domestique, compétitive et bas-carbone (voir le chapitre Production) : la poursuite du redressement de la production nucléaire, une production hydraulique abondante, et une contribution de plus en plus importante de l'éolien et du solaire au cours des dernières années. Le second déterminant est la consommation intérieure d'électricité qui, bien qu'ayant arrêté sa dynamique baissière avec une stabilisation du niveau de consommation en 2024, se situe toujours en retrait par rapport aux niveaux d'avant-crise (voir chapitre Consommation).

À plus long-terme, le solde record de l'année 2024 porte également la marque du développement des interconnexions et de l'intégration croissante du marché intérieur de l'électricité. Entre 2002 (année du précédent record) et 2024, fruit de l'intégration européenne, la capacité d'échange entre la France et ses voisins a considérablement augmenté, permettant toujours plus de débouchés pour la production française lorsqu'elle est excédentaire.

À l'échelle mensuelle, la France a conservé une position nettement exportatrice tout au long de l'année 2024, prolongeant ainsi la tendance observée dès la mi-2023. Entre janvier et fin avril, les échanges ont été majoritairement orientés à l'export, dans des proportions habituelles. À partir du mois de mai, en revanche, des niveaux historiquement élevés d'exportations ont été observés. Cette inflexion est le résultat de fondamentaux particulièrement favorables en France : baisse saisonnière de la consommation en sortie d'hiver ; bonne disponibilité nucléaire ; production hydraulique particulièrement abondante ; contribution importante de l'éolien et du solaire. À partir de mi-novembre,

Figure 4.1 - Échanges physiques entre la France et ses voisins entre 1953 et 2024



période de l'année à laquelle la consommation française remonte, les exportations sont revenues au niveau du premier trimestre : élevées, mais avec des importations ponctuelles, notamment depuis l'Allemagne, la Grande-Bretagne et l'Espagne, particulièrement lors des périodes de production éolienne très élevée dans ces pays.

Lorsqu'on compare les flux de 2024 avec ceux du précédent record d'exportation de 2002, on observe une variation de leur distribution géographique. Les frontières sur lesquelles les exportations ont augmenté sont celles avec la Grande-Bretagne, et surtout celle avec l'Allemagne et la Belgique. **Sur la frontière**

Figure 4.2 - Échanges commerciaux mensuels d'électricité entre la France et ses voisins en 2024

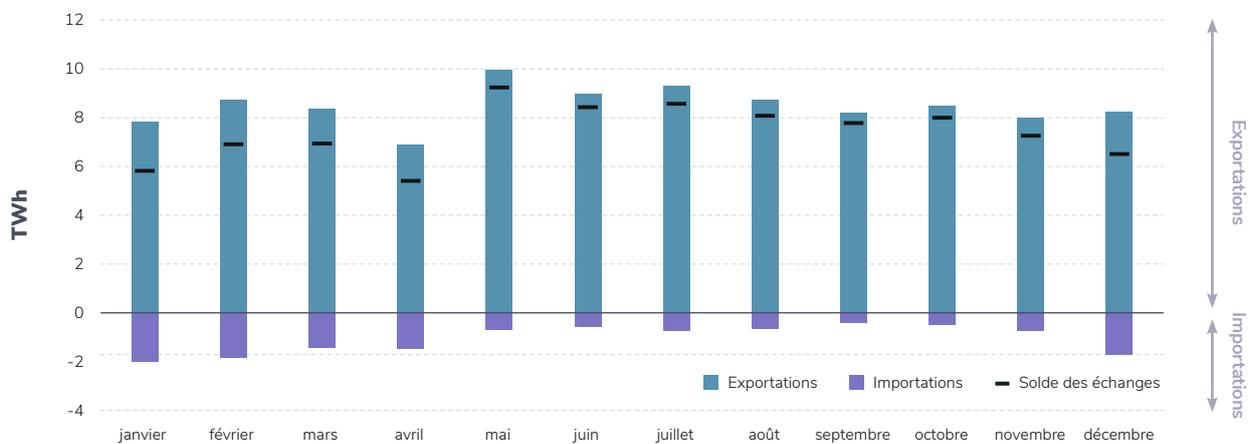
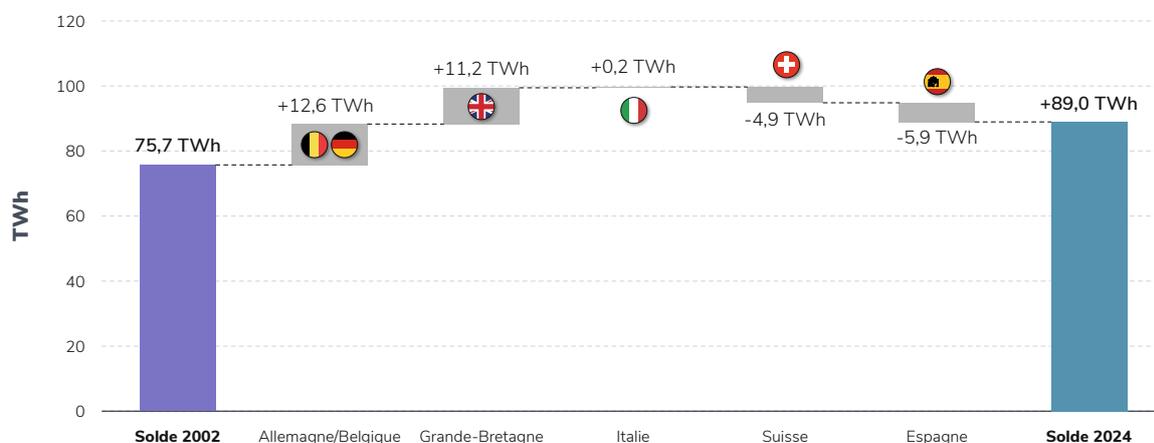


Figure 4.3 - Contribution des différentes frontières à l'évolution du solde des échanges d'électricité français entre 2002 et 2024



britannique, cela est lié en grande partie au fait que la capacité d'échange a presque doublé entre 2002 et 2024, avec la construction de deux nouvelles interconnexions à courant continu. **Sur la frontière avec l'Allemagne et la Belgique**, en plus du développement des infrastructures, c'est également l'intégration et le renforcement des mécanismes d'échange qui ont permis l'augmentation et la fluidification des échanges.

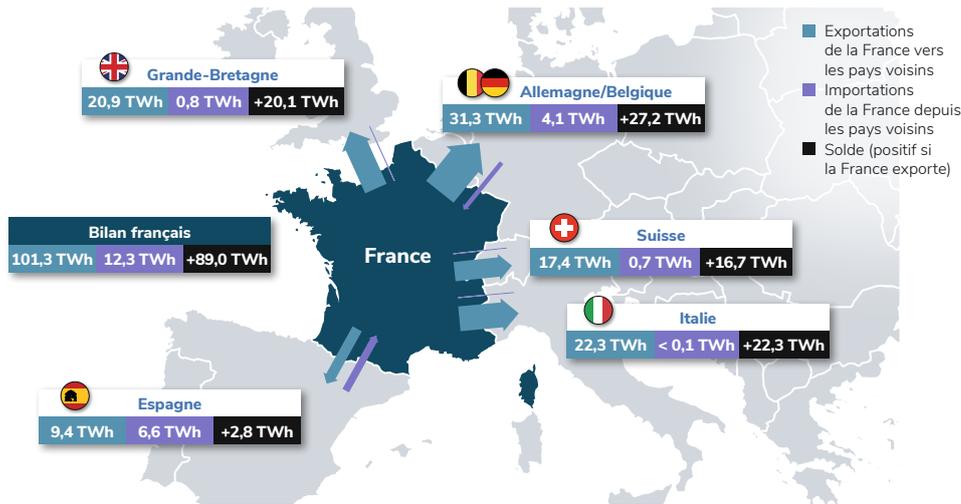
Sur les frontières avec l'Italie et la Suisse, les volumes d'échanges ont été respectivement égaux et inférieurs en 2024 à ce qu'ils avaient été en 2002. Dans le cas de la Suisse, c'est en partie le

reflet d'une compétitivité accrue du parc de production suisse (voir plus loin).

Sur la frontière espagnole, enfin, la dynamique d'évolution sur 20 ans est particulière et composite : le développement des interconnexions entre les deux pays a été important, et dans le même temps, le mix espagnol est devenu beaucoup plus compétitif grâce au développement des capacités de production renouvelables. Ainsi, les volumes d'échange ont augmenté fortement, mais se sont aussi largement rééquilibrés, ce qui a conduit, au total à une diminution du solde exportateur net français entre 2024 et 2002 sur cette frontière.

La France a été exportatrice sur toutes ses frontières

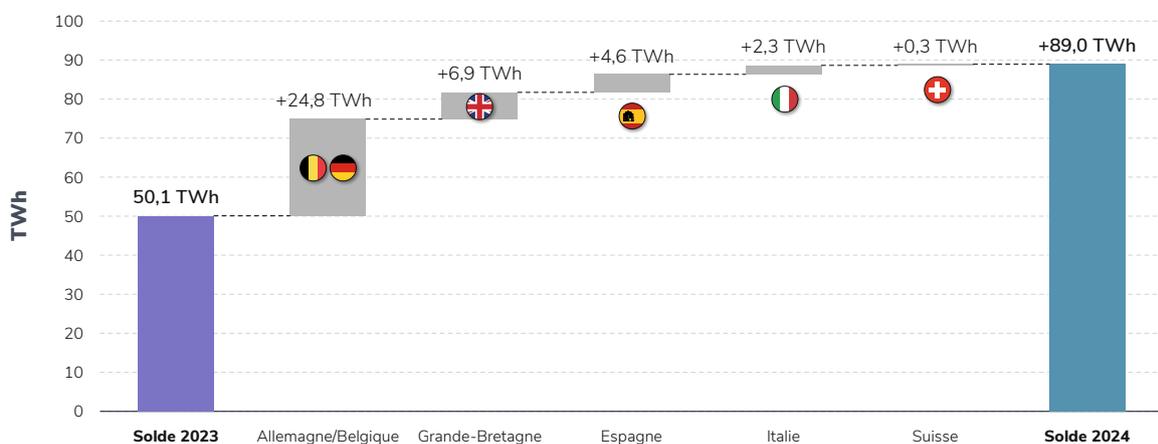
Figure 4.4 - Échanges commerciaux d'électricité entre la France et les pays voisins en 2023 (solde positif si exportateur, négatif si importateur)



La France a été exportatrice sur toutes ses frontières : très fortement exportatrice sur les frontières avec l'Allemagne et la Belgique, la Suisse, l'Italie et la Grande-Bretagne ; exportatrice également sur la frontière espagnole mais dans une moindre mesure, du fait d'échanges plus équilibrés.

La majeure partie de la croissance des exportations d'électricité de la France entre 2023 et 2024 a été portée par les exportations vers l'Allemagne et la Belgique (+24,8 TWh par rapport à 2023). Dans une moindre mesure, les échanges avec la Grande-Bretagne, l'Espagne et l'Italie ont

Figure 4.5 - Contribution des différentes frontières à l'évolution du solde des échanges d'électricité français entre 2023 et 2024



également contribué à l'augmentation du solde annuel (+13,8 TWh à elles trois par rapport à 2023). Sur la frontière italienne, l'augmentation des exportations est en partie le résultat de l'augmentation

des capacités d'échange². Les exportations vers la Suisse, enfin, ont été très proches de celles observées en 2023.

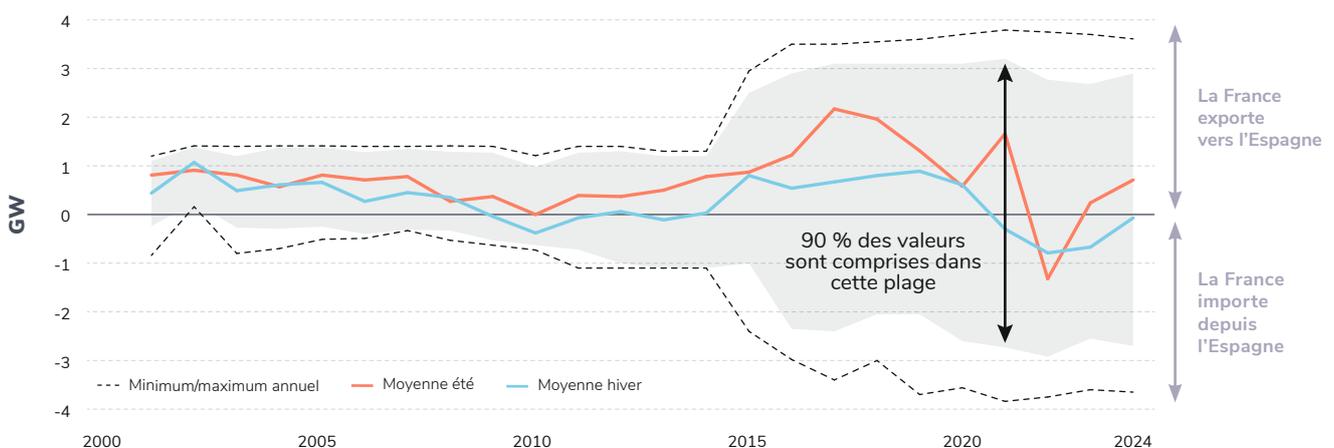
France – Espagne

Les consommations d'électricité française et espagnole sont contracycliques à l'échelle annuelle. Ainsi, habituellement, la France exporte des volumes importants vers l'Espagne en été, saison à laquelle la consommation est la plus élevée en Espagne, notamment en raison de l'utilisation de la climatisation. En hiver, la situation a tendance à être légèrement plus équilibrée : la France importe régulièrement depuis l'Espagne lors des pointes de consommation française, mais reste globalement exportatrice nette en volume.

Cependant, sur la frontière espagnole, la dynamique des échanges évolue rapidement depuis quelques années. Jusqu'au milieu des années 2010, la France était globalement exportatrice. Les échanges ont ensuite commencé à s'équilibrer

progressivement, pour aboutir, en 2023, à un bilan annuel net proche de l'équilibre. Ce rééquilibrage est essentiellement le résultat de la mutation rapide du mix de production espagnol : entre 2014 et 2024, le parc de production éolien espagnol est passé de 22 GW à près de 32 GW ; le parc de production solaire de 7 à 38 GW (voir le chapitre *Europe*, à paraître). Il a en outre été facilité par l'intégration croissante des échanges sur cette frontière, ainsi que par le développement important de la capacité, qui a pratiquement doublé avec la mise en service en 2015 de l'interconnexion à courant continu Baixas – Santa Llogaia. En plus de l'augmentation de capacité permise par les nouvelles infrastructures de transport, les mécanismes régissant les échanges sur la frontière franco-espagnole sont de plus en plus coordonnés

Figure 4.6 - Volumes mensuels des échanges commerciaux entre la France et l'Espagne entre 2001 et 2024



2. Cette augmentation de capacité d'échange entre la France et l'Italie est consécutive à la mise en service, fin 2023, de l'interconnexion à courant continu Savoie-Piémont.

Figure 4.7 - 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 2024



et flexibles, et les échanges, donc, de plus en plus fluides. Tous ces facteurs – nouvelles infrastructures, intégration des marchés, transformation profonde des mix de production – sont à l'œuvre sur toutes les frontières (à l'exception notable de la Grande-Bretagne en ce qui concerne l'intégration des marchés, voir plus loin), mais ils sont particulièrement marqués pour l'Espagne.

En 2024, la France a retrouvé une position exportatrice nette sur l'année vis-à-vis de l'Espagne, avec un solde de +2,8 TWh.

La dynamique a cependant évolué au cours de l'année : jusqu'au mois d'avril, la France a été importatrice nette depuis l'Espagne en solde mensuel, dans la continuité de la fin de l'année 2023. Cette situation au premier tiers de l'année s'explique principalement par une production éolienne extrêmement élevée dans toute la péninsule ibérique (voir chapitre Europe), dont l'excédent était exporté à pleine capacité vers la France et au-delà.

À partir du mois de mai, le sens des échanges s'est inversé, sous l'effet de l'augmentation de la consommation en Espagne pour des raisons de saisonnalité et de la baisse de la consommation en France à la fin de la période de chauffage, ainsi que d'une disponibilité nucléaire toujours élevée et d'une production hydraulique extrêmement abondante en France (voir le chapitre Production à paraître).

La transformation rapide du mix électrique espagnol, sa position particulière de pays péninsulaire et les fréquentes inversions du sens des échanges entre la France et l'Espagne conduisent à s'interroger sur les déterminants des flux d'énergie entre les deux pays. Conformément à l'intuition, le sens des échanges avec la France est régulièrement influencé par le volume de production solaire ibérique sans que cela soit systématique. La production éolienne dans la péninsule a un effet plus déterminant sur l'orientation des flux sur la frontière franco-espagnole, tant en fréquence qu'en volume. Lorsque la production éolienne est élevée en Espagne, celle-ci se trouve très majoritairement en situation d'exportation.

Figure 4.8 - Volume échangé entre la France et l'Espagne en 2024 en fonction de la production éolienne espagnole

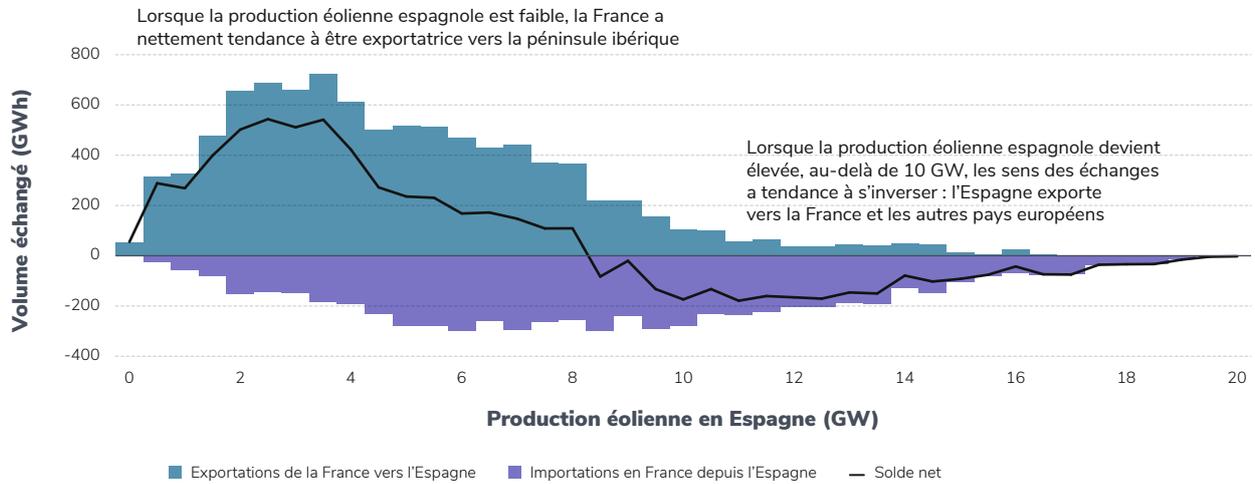
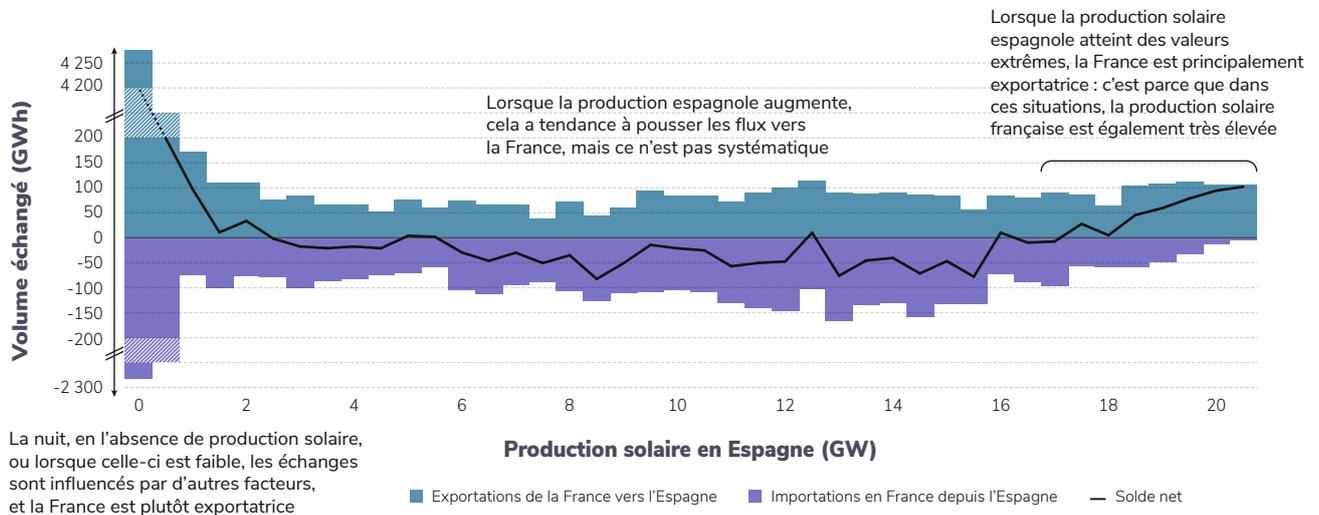


Figure 4.9 - Volume échangé entre la France et l'Espagne en 2024 en fonction de la production solaire espagnole



France – Grande-Bretagne

Le système électrique britannique a la particularité d'être d'une part insulaire, et d'autre part asynchrone avec l'ensemble de ses voisins. Cela entraîne des contraintes spécifiques et importantes, qui limitent la compétitivité d'ensemble de la production d'électricité britannique. Ainsi, malgré un mix comportant une part rapidement croissante d'énergie décarbonée (essentiellement éolienne, mais aussi nucléaire, et, dans une moindre mesure,

solaire, hydraulique et à partir de biomasse), la Grande-Bretagne n'exporte vers la France qu'en situation de tension importante sur l'équilibre offre-demande français. Ce fut par exemple le cas au plus fort de la crise de la production française, à l'été 2022. En dehors de ces périodes, la Grande-Bretagne est généralement importatrice nette depuis la France.

Q 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 (*National Grid* 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*

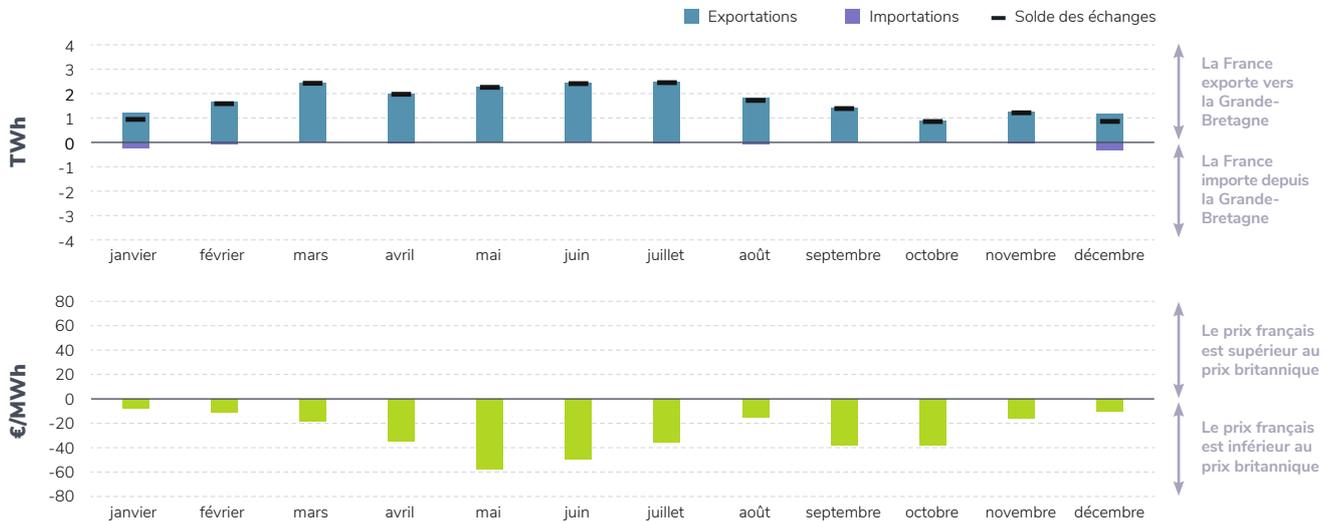
Market. Le réseau irlandais est interconnecté avec le réseau britannique par deux liaisons à courant continu d'une capacité de 500 MW chacune : le *East-West Interconnector*, entre la République d'Irlande et le Pays de Galles, et le *Moyle Interconnector*, entre l'Irlande du Nord et l'Écosse. Une troisième interconnexion, *Greenlink*, entre la République d'Irlande et le Pays de Galles, d'une capacité de 500 MW, devrait entrer en service début 2025. Une quatrième liaison HVDC est prévue, entre la République d'Irlande et la France, cette fois : il s'agit du *Celtic Interconnector*, d'une capacité de 700 MW et dont la mise en service est prévue en 2027.

En 2024, la production française étant largement excédentaire, les échanges sur la frontière britannique ont été presque unilatéralement orientés dans le sens des exportations. Le solde annuel s'est élevé à 20,1 TWh, soit le total annuel le plus élevé depuis le début des échanges entre les deux pays, en 1986³. Ce record doit beaucoup à l'augmentation des capacités d'échange depuis 2022 (voir la section *Interconnexions*, à paraître).

Depuis la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne en 2020, une autre particularité des échanges avec la Grande-Bretagne réside dans l'absence de couplage avec les marchés continentaux. Cela implique, entre autres, une désoptimisation des échanges par rapport à un couplage implicite tel qu'il existe entre les autres zones de marché en Europe (c'est également le cas de la Suisse ; la Norvège, en revanche, en vertu de son Accord

3. Il s'agissait de l'interconnexion à courant continu IFA2000, d'une capacité bidirectionnelle de 2 GW. Depuis, deux autres interconnexions avec la France ont été mises en service (IFA2 en 2020, puis Eleclink en 2022), portant la capacité maximale d'échange à 4 GW.

Figure 4.10 - 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 2024

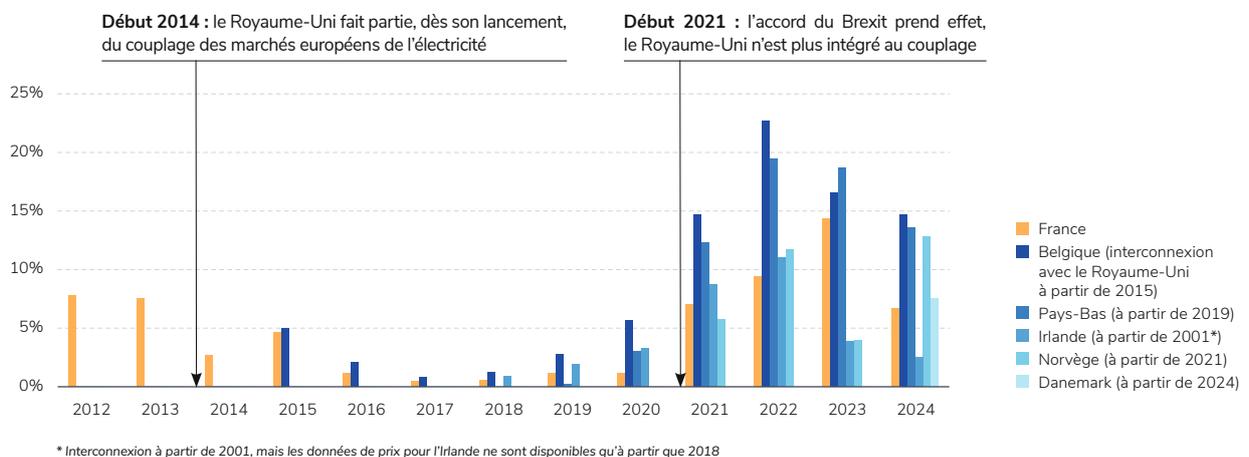


d'association avec l'Union européenne, est intégrée au couplage des marchés court-terme).

En comparant, pour chaque heure et pour chaque frontière de la Grande-Bretagne, les échanges et les prix spot dans chacun des pays, on peut déterminer la proportion du temps au cours de laquelle les

échanges sont « correctement » orientés, c'est-à-dire de la zone dans laquelle le prix est le plus faible vers celle dans laquelle le prix est le plus élevé. Dans le cas contraire, on dit que les échanges sont économiquement « contre-intuitifs », et donc sous-optimaux : on importe de l'énergie plus coûteuse là où elle est moins coûteuse.

Figure 4.11 - Proportion de la valeur échangée par le Royaume-Uni dans un sens opposé à la logique économique (du pays au prix le plus élevé vers le pays au prix le plus faible), par frontière, par rapport à la valeur totale de l'énergie échangée sur la frontière concernée



Ce type de situation est susceptible, à la marge, de se produire sur toutes les frontières, y compris celles qui sont fortement intégrées et sur lesquels les mécanismes d'échange sont hautement optimisés ; une des principales raisons à cela est la coexistence de plusieurs horizons de trading, ce qui peut entraîner, en cas de variation importante des déterminants de l'équilibre offre-demande à l'approche du temps réel, un retournement du sens des échanges sur la frontière. On observe cependant que, sur la frontière britannique, ce

phénomène est beaucoup plus fréquent que sur les autres : l'absence de mécanismes d'échange intégrés, optimisés et coordonnés diminue l'aptitude des acteurs à répondre correctement aux signaux économiques, et donc aux sous-jacents physiques du système. C'est vrai pour les échanges avec la France, mais aussi avec ses autres voisins. On constate nettement l'effet d'une part de la mise en place, en 2014, du couplage des marchés, et d'autre part, à l'inverse, du retrait du Royaume-Uni de celui-ci en 2021.

France – région Core (Allemagne et Belgique)

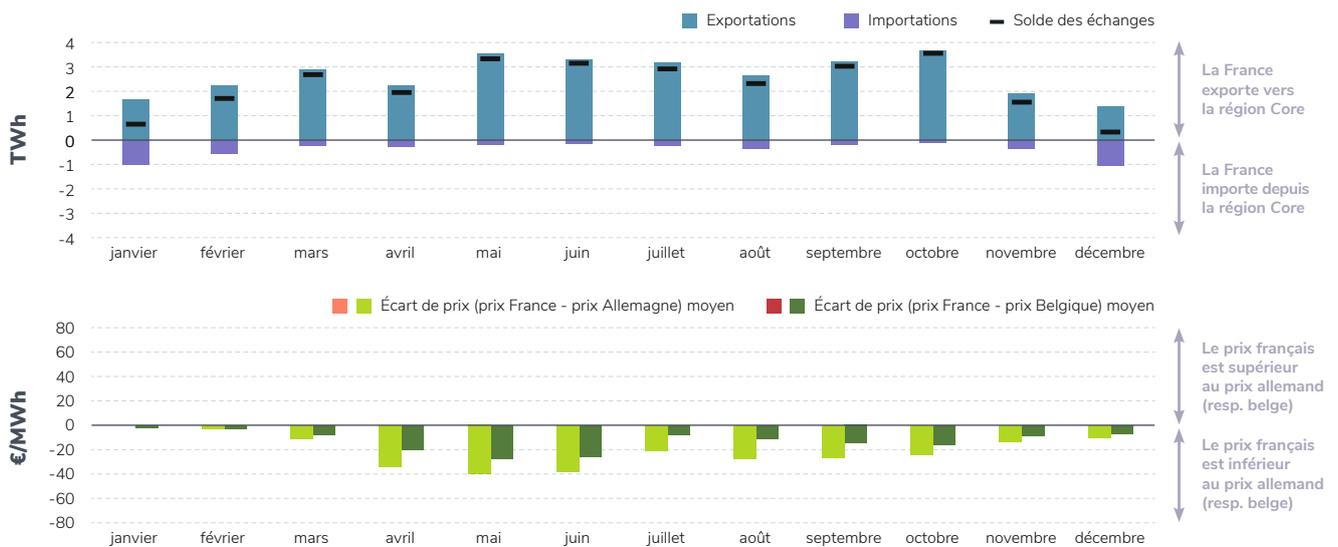
Les échanges entre la France et ses voisins qui font partie de la région Core, c'est-à-dire l'Allemagne et la Belgique, sont de loin les plus importants en volume ; c'est également sur cette frontière que les capacités d'échange sont les plus élevées, et que l'intégration des marchés est la plus aboutie⁴. Les échanges avec cette région sont aussi, enfin, les plus variables : c'est en partie en raison de l'intégration importante des mécanismes d'échange, et en partie en raison du mix de production dans la région, qui comporte une part élevée d'énergies renouvelables variables.

Depuis 2001, la France a échangé 580 TWh avec l'Allemagne et la Belgique ; à titre de comparaison, le volume total échangé avec l'Italie sur la même période s'élève à 449 TWh, à 429 TWh avec la Suisse, à 302 TWh avec la Grande-Bretagne et à 247 TWh avec l'Espagne. La variabilité des échanges entre la France et l'Allemagne et la Belgique, ainsi que la complémentarité de leurs

mix respectifs sur le temps long est manifeste lorsqu'on regarde le solde net sur l'entièreté de la période entre les deux régions : entre 2001 et 2024, en cumulé sur toute la période, il s'élève à +57 TWh seulement, à mettre en regard des près de 600 TWh échangés.

À des échelles de temps plus fines, les échanges entre la France et la région Core sont caractérisés par une volatilité plus importante que sur les autres frontières. En fonction de la situation concernant l'équilibre offre-demande et des coûts de production de part et d'autre de la frontière, les échanges sont susceptibles de changer de sens rapidement et dans des proportions très importantes ; à titre d'exemple, en 2024, on a observé une trentaine de situations où les échanges entre la France et l'Allemagne et la Belgique ont varié de près de 10 GW au cours d'une période de 3 heures⁵. Cette tendance s'est encore accentuée depuis 2015, dans le cadre de l'intégration et de la fluidification

Figure 4.12 - Volumes mensuels des échanges commerciaux entre la France et l'Allemagne et la Belgique (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et belge d'une part, et français et allemand d'autre part (en bas) en 2024



- La frontière avec la région Core est la seule frontière française sur laquelle la détermination des capacités d'échange se fonde sur une approche flow-based, qui permet de maximiser les capacités par rapport aux approches, plus simples, en vigueur sur les autres frontières.
- À titre de comparaison, la variation maximale du solde sur 3 heures observée sur les autres frontières est de 7 GW sur la frontière britannique, et moins de 6 GW sur les autres. La variation moyenne du solde sur un intervalle de 3 heures à la frontière avec la zone Core est de 1,6 GW, alors qu'elle est de moins de 800 MW sur les autres.

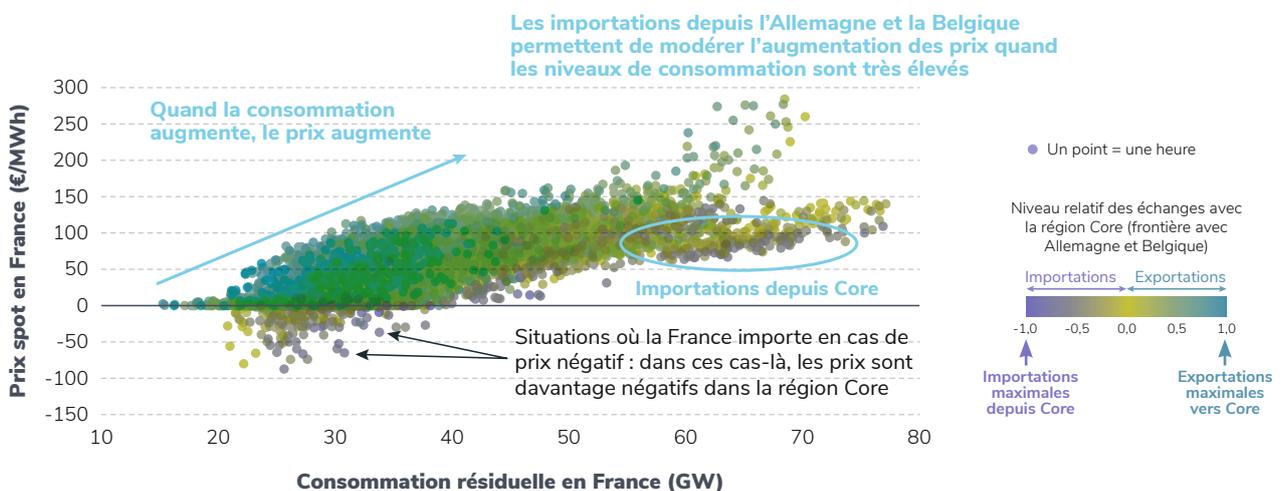
croissante des échanges dans la zone Central Western Europe d'abord, puis Core à partir de juin 2022. Ainsi à l'échelle annuelle, depuis 2001, la France oscille entre une position importatrice et exportatrice nette vis-à-vis de l'Allemagne et de la Belgique. C'est habituellement en été, lorsque la production disponible en France dépasse largement la consommation, que les exports sont les plus importants vers cette région. En hiver, la France est à l'inverse plutôt importatrice – l'hiver 2023-2024 faisant exception, pour la première fois depuis l'hiver 2006-2007.

En effet, en 2024, la France a exporté un volume historiquement élevé d'énergie vers l'Allemagne et la Belgique, avec un solde net de +27,2 TWh (le solde annuel net exportateur le plus élevé enregistré au cours de la période 2001-2023 est de 15,9 TWh, en 2003). Entre février et novembre, la France a été massivement exportatrice ; les échanges ont été les plus équilibrés au cœur de l'hiver, aux mois de janvier et de décembre, mais le solde est resté légèrement exportateur.

En général, les prix spot les plus élevés se produisent lorsque le niveau de la consommation résiduelle, celle qui doit être couverte par des moyens pilotables, est élevé. Dans ces situations de forte consommation, les échanges avec les

pays voisins contribuent à limiter la hausse des prix, que ce soit pour la France ou pour les autres pays, assurant la sollicitation des moyens de production les moins coûteux à l'échelle du système interconnecté. Ainsi en 2024, les échanges entre la France et les frontières Allemagne/Belgique (région Core) ont été fréquemment proches de la saturation dans le sens des exportations, quand la production d'origine nucléaire et renouvelable était abondante et la consommation normale en France. Ces exportations ont alors permis de limiter la hausse des prix dans les pays voisins. À l'inverse, quand la consommation en France a été la plus élevée, les échanges vis-à-vis de la région Core se sont inversés et la France a pu ponctuellement importer des volumes significatifs pour satisfaire sa propre consommation ou réexporter vers d'autres frontières, ce qui a permis d'éviter d'activer des moyens moins compétitifs en France ou dans des pays tiers. **Cette analyse succincte illustre un point important : les imports/exports entre pays européens, qui varient heure par heure, participent essentiellement d'une logique d'optimisation économique à l'échelle de la plaque européenne. Ils ne doivent pas être interprétés sous le prisme de la sécurité d'alimentation (un import ne traduit généralement pas un « besoin physique » de la part de la zone importatrice).**

Figure 4.13 - Analyse de l'influence de la consommation résiduelle et du niveau des échanges avec la région Core sur le prix spot français en 2024

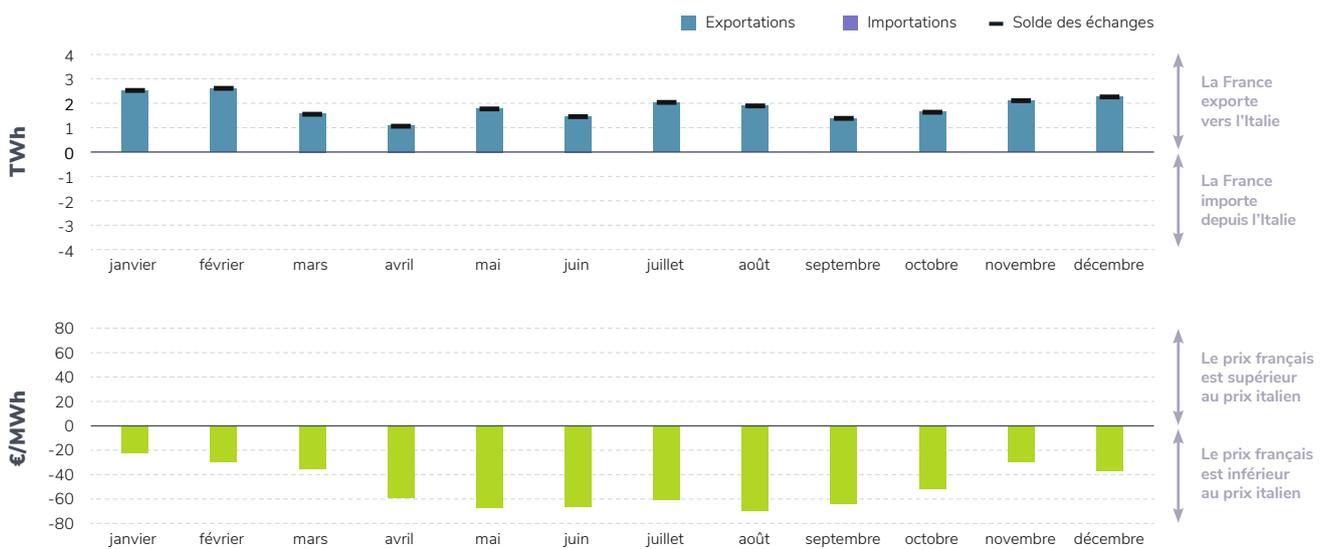


France – Italie

Les échanges entre la France et l'Italie sont historiquement orientés vers l'Italie. Sur cette frontière, la France a été exportatrice nette chaque année depuis 1979. En effet, la production italienne, encore très dépendante des moyens thermiques fossiles, en particulier des centrales au gaz, est structurellement moins compétitive que celle de ses voisins. Une des explications à cela est le prix de l'approvisionnement en gaz dans la péninsule, qui est durablement plus

élevé que chez ses voisins. Ainsi, depuis le début des années 1980, les importations d'électricité représentent chaque année entre 10 et 15 % de la consommation domestique d'électricité italienne⁶. En 2024, 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 22,3 TWh.

Figure 4.14 - 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 2024



6. Terna, Dati Storici 2023

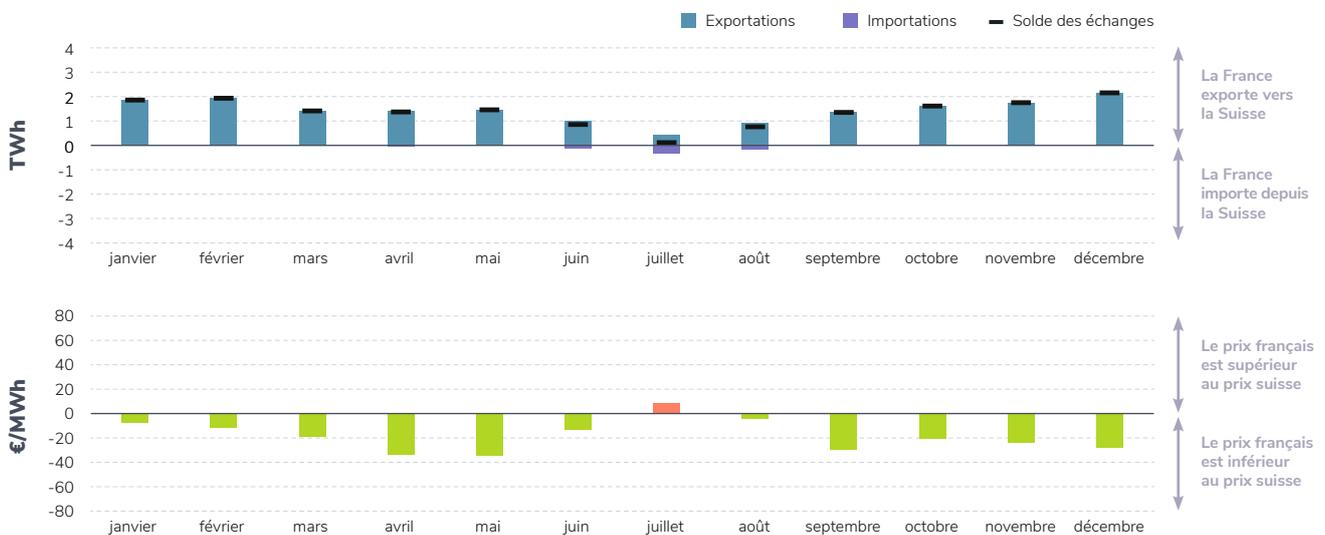
France – Suisse

Depuis le début des années 2000, la France est habituellement largement exportatrice vers la Suisse. À partir du milieu des années 2010, la compétitivité du parc de production suisse, déjà importante en raison de la prédominance des filières hydraulique et nucléaire, s'est accrue, notamment sous l'effet du développement de la production solaire. Cela a conduit la France à importer plus souvent, notamment en été. Au cours de l'année 2024, sur la frontière suisse, les échanges ont été tout de même dans l'ensemble fortement orientés dans le sens des exportations ; le solde annuel s'élève à 16,7 TWh. Par ailleurs, la Suisse joue un rôle de « pays de transit » vu sa

position centrale en Europe : une partie des flux exportés vers la Suisse ont ainsi pu se diriger vers les autres pays voisins, notamment l'Italie (sur ce point, voir l'analyse dans la partie suivante).

De mars à juin, les volumes d'exportation vers la Suisse ont été en deçà des maxima habituels. On observe également un creux marqué entre juin et août. Au mois de juillet, le solde net a même été proche de l'équilibre. Ce creux s'explique plutôt par les fondamentaux en Suisse, particulièrement la production hydraulique ainsi que, dans une moindre mesure, la production solaire, qui est désormais conséquente dans le pays en été.

Figure 4.15 - 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 2024



Les exportations françaises se répandent au-delà des pays voisins

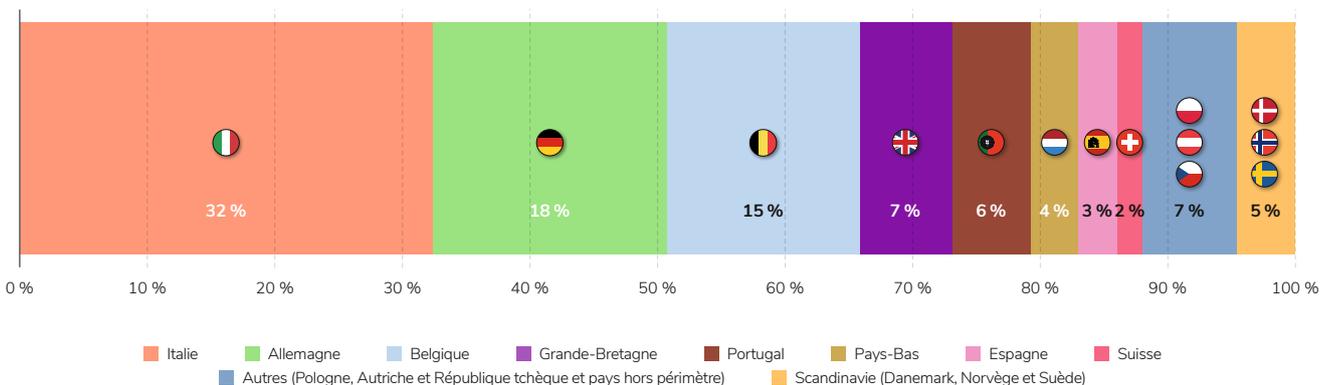
Le réseau européen étant maillé, il est possible de supposer intuitivement que les échanges de la France avec ses voisins directs, tels que présentés dans l'analyse par frontière, ont des composantes ayant pour origine ou pour destination des pays plus « lointains ». Schématiquement, si, sur un intervalle de temps donné, la France importe de l'électricité depuis l'Espagne mais que l'Espagne en importe depuis le Portugal au même moment, alors il peut être légitime de considérer que, sur l'intervalle de temps en question, une partie de l'électricité échangée entre la France et l'Espagne est attribuable à de la production au 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 pays⁷, sont présentés ici. Il ne s'agit pas de données mesurées mais bien des résultats d'une modélisation⁸, 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, quand la France importe depuis certains voisins tout en étant exportatrice nette, donc en réexportant un volume plus élevé vers les autres voisins, on considère dans ce cadre d'analyse que les volumes importés sont réexportés vers ces derniers. Le volume d'importations qui alimentent la consommation française, au sens de cette approche, est donc extrêmement faible : moins d'1 TWh au cours de l'année, sachant que la France a été exportatrice nette près de 98 % du temps.

Figure 4.16 - Exportations françaises au périmètre élargi en 2024

Volume total d'exportations : 89,3 TWh



7. Les 15 pays sont : 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.
8. Les fondements de l'approche utilisée dans cette partie sont exposés en détail dans Bialek, J., *Tracing the flow of electricity*, 1996.

Dans le détail, on constate ensuite 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 transit⁹ : l'énergie exportée par la France est en grande partie réexportée vers l'Italie. Ainsi, en prenant cela en compte, l'Italie représente 32 % des exportations françaises (29 TWh) contre 22 % si on ne considère que les flux bilatéraux directs. On observe ensuite que le premier pays non-frontalier parmi ceux qui importent depuis la France est le Portugal, avec 7 % du volume (5,5 TWh), soit plus que les exportations françaises vers l'Espagne. Cela indique que

l'Espagne joue fréquemment le rôle de pays de transit entre la France et le Portugal. Dans une moindre mesure, on observe une situation semblable pour la Belgique, par laquelle transitent des flux de la France vers les Pays-Bas et l'Allemagne¹⁰. Enfin, environ 12 % des exportations de la France, soit 11 TWh, ont pour destination le reste de l'Europe, en particulier l'Europe centrale et de l'Est : Pologne, Autriche, République Tchèque, etc.

Toutes ces considérations soulignent, une fois de plus, le caractère fortement interconnecté et le fonctionnement proprement européen du réseau électrique et des échanges d'énergie en Europe.

9. Voir [Bilan électrique 2023](#), chapitre Échanges, Focus : la Suisse, un pays de transit pour l'électricité.

10. Voir le chapitre Europe, à paraître

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

La transformation des mix de production des pays européens est susceptible d'induire une variété de régimes d'échanges à l'échelle européenne. Ces régimes seront déterminés par les mix de chacun des pays et par leurs complémentarités, notamment en ce qui concerne les productions renouvelables variables. Par sa position de « carrefour électrique » entre ses voisins situés au Nord, au sud-ouest et à l'est, la France est susceptible de jouer le rôle de pays de transit pour ces différents régimes d'échange.

Le cas paradigmatique est celui des échanges entre la péninsule ibérique et la zone Allemagne/Benelux, deux zones disposant d'une capacité installée solaire

et éolienne déjà importante.

Entre 2001 et 2020, on voyait des échanges traversants principalement sur une boucle allant de l'Allemagne vers l'Italie et la Suisse, en passant par la France. Pendant les années 2010, on voit apparaître les prémices de nouveaux régimes, plus nombreux et diversifiés. Les années 2020, et particulièrement l'année 2024, ont vu se développer ces nouveaux régimes d'échanges ; l'émergence d'échanges traversant la France en provenance de l'Espagne et à destination du reste de l'Europe est particulièrement notable au cours de l'année 2024.

Figure 4.17 - Évolution des flux traversant le système électrique français au cours des dernières décennies (moyennes au cours de la période considérée)

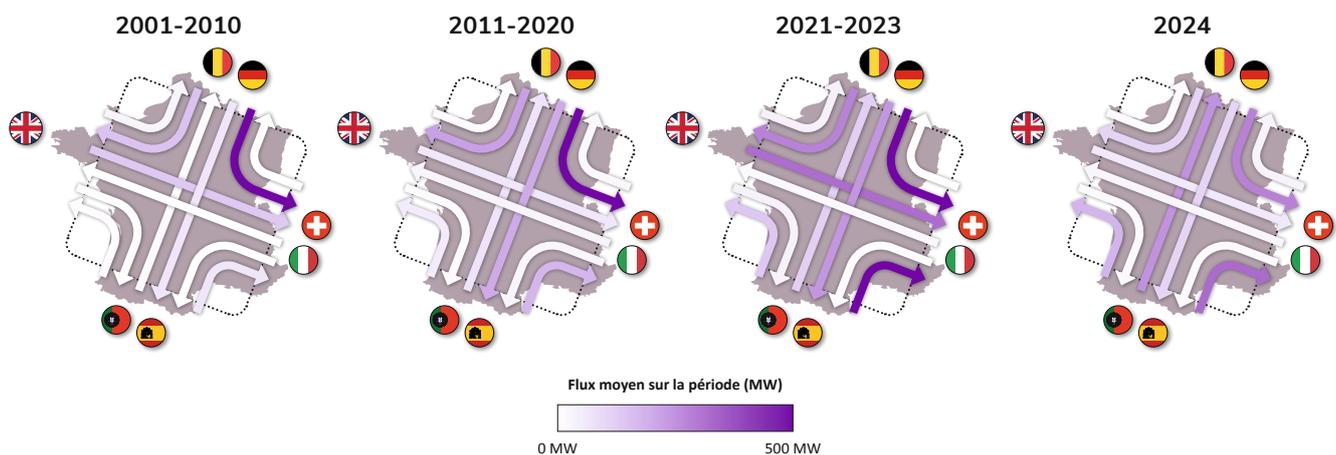
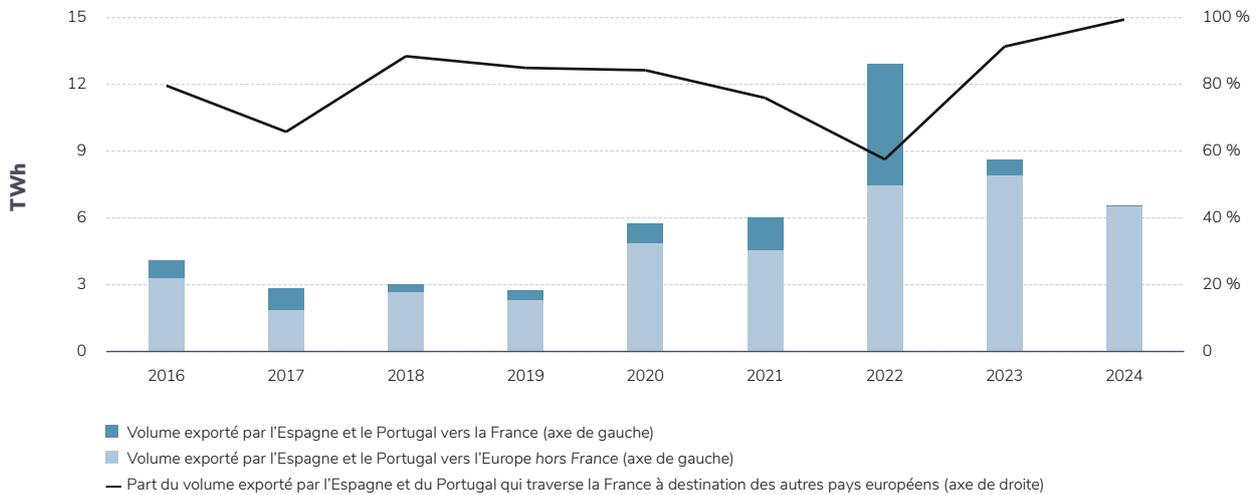


Figure 4.18 - Exportations depuis la péninsule ibérique vers la France et le reste de l'Europe



Depuis 2016, la proportion d'importations depuis la péninsule ibérique qui traverse la France à destination des autres pays européens est élevée : en 2024, elle a atteint 98 % (93 % en considérant uniquement les réexportations vers les

frontières hors Suisse et Italie). Même en 2022, au plus fort de la crise énergétique, plus de la moitié des importations venant d'Espagne avaient été réexportées – cette année-là essentiellement vers la Suisse et l'Italie.



FOCUS

L'augmentation de la production renouvelable en Europe présente des enjeux grandissants pour la gestion du système électrique

La transformation des mix de production des pays européens modifie les flux d'électricité sur la plaque européenne, et conduit notamment à une augmentation des échanges entre les pays du Nord et de l'Est et les pays du Sud et de l'Ouest de l'Europe, du fait des complémentarités entre les mix de production dominés par les énergies renouvelables. **Par sa position de « carrefour électrique » entre Europe du Nord, du Sud et de l'Est, la France joue de plus en plus le rôle de pays de transit lorsque de tels régimes d'échanges s'établissent.** Une illustration concrète est celle des échanges entre la péninsule ibérique et la région de l'Allemagne et du Benelux, des zones disposant d'une capacité installée solaire et éolienne déjà importante. Ces « échanges traversants » sont de plus en plus importants en volume et en fréquence, et s'ajoutent aux volumes d'exportations issus de la production française. Au cours des mois de mars et d'avril, une diminution ponctuelle des volumes exportés vers les frontières à l'est (Allemagne, Belgique, Suisse et Italie) a pu être observée. Cette diminution relative est le résultat de l'effet combiné (i) d'une forte production décarbonée en France et dans la péninsule ibérique, (ii) de la réorganisation des flux au sein du territoire français, dans ce contexte de forte production décarbonée, particulièrement visible dans le sud-ouest de la France, (iii) de la réalisation de travaux de maintenance nécessaires sur l'infrastructure de grand transport ayant conduit à générer des contraintes sur le

réseau. Ces travaux correspondent au vaste programme de renouvellement et de renforcement de son réseau qu'engage RTE pour être en mesure d'atteindre les objectifs de transition énergétique européens et nationaux. Ce programme conduit à l'augmentation des indisponibilités d'ouvrages électriques, et donc à l'augmentation de flux sur le reste du réseau. **Dans ce contexte, RTE a procédé à des réductions exceptionnelles d'exportations vers les pays à l'est de la France au cours des mois d'avril et mai.** Ces mesures ont été activées après que l'ensemble des moyens conventionnels ont été mis en place et que des travaux de maintenance supplémentaires ont été déprogrammés.

Toutefois, **même au cours de cette période, le solde exportateur vers l'Allemagne et la Belgique a dépassé les maxima observés au cours des dix dernières années, et il est resté proche des valeurs moyennes sur les frontières italienne et suisse.** À partir du mois de mai, les contraintes sur le réseau de transport proche de ces frontières se sont atténuées tout en restant significatives. RTE anticipait, à l'été 2024*, que de telles situations seraient susceptibles de se reproduire entre les mois d'août et octobre ; finalement, les conditions ont été plutôt favorables, et n'ont pas entraîné la nécessité de recourir de nouveau à des actions exceptionnelles.

* voir RTE, Bilan du premier semestre 2024 et [French eastern borders : situation update on 23rd July 2024](#).

La valorisation des exportations d'électricité en 2024 s'élève à plusieurs milliards d'euros

En 2024, la valorisation nette totale des exportations d'électricité de la France s'est élevée à 5 Md€,

son plus haut niveau depuis l'ouverture des marchés de gros, en 2000.

Figure 4.19 - Valorisation des échanges d'électricité entre la France et ses voisins entre 2002 et 2024



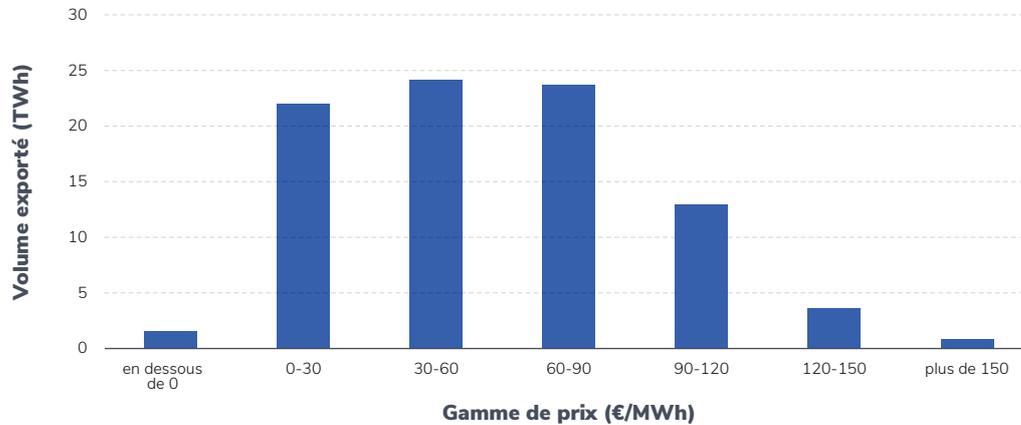
* en euros courants

Entre 2002 et 2019, la valorisation nette annuelle des échanges d'électricité de la France a oscillé entre 1 et 3 Md€_{courants}. La décennie 2010 a été caractérisée par l'évolution progressive du mix français et européen, avec le développement des énergies renouvelables et la diminution de la part de la production fossile, notamment à partir de charbon (voir le chapitre Europe à paraître). Au cours de cette décennie, la valorisation nette est restée du même ordre que pendant la décennie précédente, malgré une augmentation des volumes importés et exportés. On observe ensuite nettement, à partir

de 2021, l'effet de la crise des prix de l'énergie en Europe. Sans que les volumes annuels soient particulièrement plus élevés, la valeur de l'électricité échangée par la France augmente nettement : l'effet prix est prépondérant. En 2024, l'effet lié à la diminution des prix a en partie compensé l'effet lié à l'augmentation des volumes exportés : malgré une augmentation de 78 % du solde exportateur par rapport à 2023, la valorisation nette a été seulement 30 % plus élevée qu'en 2023.

En outre, il est intéressant de considérer les prix de

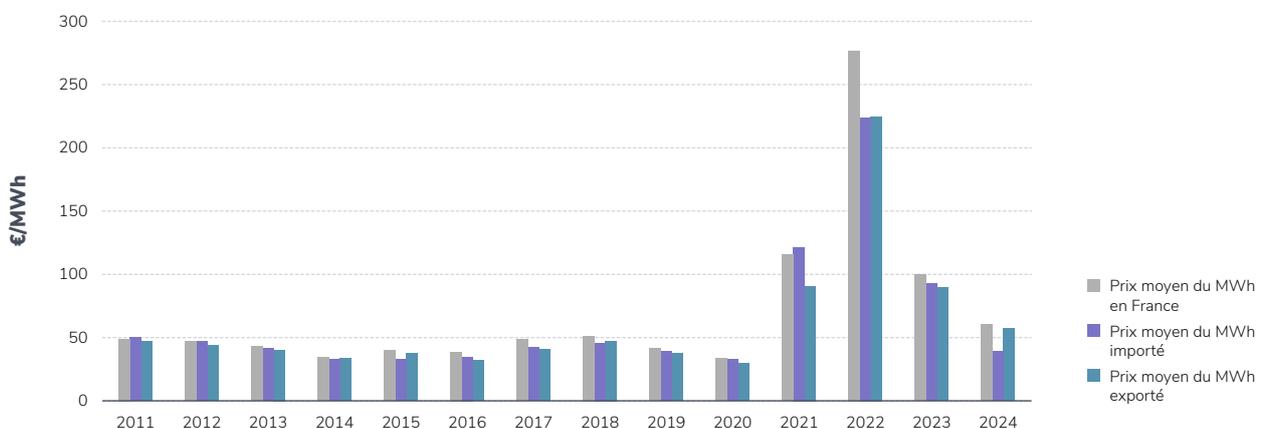
Figure 4.20 - Distribution des exportations de la France en fonction de la gamme de prix spot français en 2024



marchés auxquels les exportations ont eu lieu. On observe que la France a été exportatrice sur une vaste plage de prix, avec des volumes élevés à la fois pendant les périodes de prix relativement faibles et de prix relativement élevés. Le prix spot français moyen en 2024 s'est élevé à 58 €/MWh ; **la France a exporté un total de 46 TWh en situation de prix inférieur au prix moyen, et 44 TWh en situation de prix supérieur au prix moyen, soit des volumes du même ordre de grandeur.**

Le prix moyen du MWh exporté est en général légèrement plus faible que le prix spot moyen français, mais toujours relativement proche. Ainsi, en 2024, même si ce prix a reculé par rapport aux deux années précédentes, il est resté légèrement plus élevé que pendant la décennie 2010. **La France n'a pas « bradé » son électricité : elle a exporté presque en permanence sa production compétitive et excédentaire qui n'aurait autrement pas eu de débouchés, en fonction de l'optimum économique à l'échelle européenne. Par ailleurs, le prix moyen**

Figure 4.21 - Prix moyen du MWh exporté, importé et produit en France, entre 2011 et 2024



* en euros courants

du MWh importé est également en général proche mais légèrement plus bas que le prix moyen ; en 2024, il a été même nettement plus faible (près de 30 % plus faible) ; cela signifie que lors des rares périodes au cours desquelles la France a importé, c'était essentiellement pour bénéficier d'une production décarbonée abondante et peu chère chez ses voisins. Il est à noter que c'était également le cas en

2022 : les importations depuis les pays voisins ont contribué à limiter le coût de l'approvisionnement français en électricité alors que celui-ci était soumis à une situation de forte tension, évitant l'utilisation de moyens de production supplémentaires, plus coûteux et plus carbonés, en France.

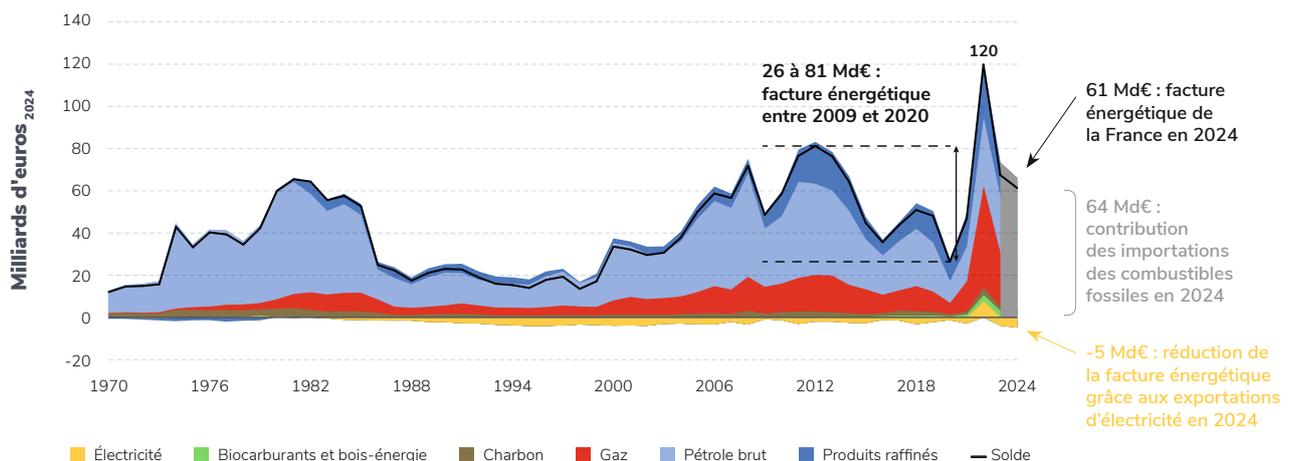
En matière de commerce extérieur, l'électricité pèse peu comparée aux combustibles fossiles

La facture énergétique de la France correspond au bilan entre la valeur des importations d'énergie et celle des exportations, tous vecteurs confondus (électricité et combustibles fossiles notamment).

Hors situations exceptionnelles comme la crise énergétique de 2022, la France est largement exportatrice d'électricité, ce qui contribue à atténuer la facture énergétique du pays. **En 2024, le solde largement exportateur de la France a contribué à une réduction d'environ 5 Mds€ de cette facture.** Cette contribution demeure cependant faible par rapport au poids des importations de combustibles fossiles, qui constituent le premier poste du déficit commercial de la France ; en 2024, les importations ont coûté plus de 60 Md€₂₀₂₄ ; en 2022, ce coût était monté à plus de 110 Md€¹¹. En comparaison, bien qu'exceptionnel, le coût pour l'économie nationale des importations d'électricité¹² cette même année était

inférieur à 10 Md€. La transition énergétique, fondée sur une bascule massive des énergies fossiles vers l'électricité bas-carbone, aura pour conséquence mécanique la réduction importante de la facture énergétique liée aux combustibles fossiles ; le montant acquitté chaque année par le pays est caractérisé par une volatilité importante, au gré des événements majeurs qui affectent l'économie mondiale et le cours des hydrocarbures. La part liée à l'électricité, en comparaison, est restée contenue même durant la crise majeure qui a affecté la France en 2022 : l'électrification des usages permet également à l'économie française et européenne d'être mieux protégée face aux chocs externes. **C'est donc, en plus d'un impératif climatique, un atout en matière de souveraineté française et européenne** (la plupart des combustibles fossiles étant importés depuis des pays tiers).

Figure 4.22 - Évolution de la facture énergétique de la France entre 1970 et 2024



11. Source : Douanes

12. Pour l'évaluation de la facture énergétique, ce sont les échanges bilatéraux avec les voisins directs qui sont considérés, et non les échanges issus du traçage des flux.

Les émissions

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

Les émissions de gaz à effet de serre du système électrique français ont atteint en 2024 un minimum historique, pour la deuxième année consécutive

Les émissions liées à la production d'électricité en France se sont élevées à 11,7 Mt_{CO₂eq} en 2024, leur niveau le plus faible depuis la fin de la Seconde guerre mondiale. Il s'agit d'une baisse de près de 30 % par rapport à l'année 2023, lors de laquelle les émissions liées à la production française avaient déjà atteint un niveau historiquement bas (16 Mt_{CO₂eq}). Cette baisse s'est produite alors même que la production domestique a augmenté dans le même temps. **Ainsi, l'intensité carbone de la production d'électricité française a baissé de près d'un tiers par rapport à celle de 2023 : elle a atteint 21,7 g_{CO₂eq} par kilowatt-heure produit sur l'année 2024.** Le recours à la production d'électricité d'origine fossile a été particulièrement peu fréquent ce qui explique ces niveaux d'émissions particulièrement faibles (voir le chapitre *Production*) ; en particulier, le recours aux filières fossiles les plus émissives, le charbon et le fioul, a été quasi-nul. Les émissions du système électrique français sont restées en 2024 parmi les plus faibles d'Europe ; c'était également le cas en 2023, mais également en 2022, au plus fort de la crise qui a affecté le parc de production français et entraîné un recours accru à la production fossile. 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 22 % pour l'Allemagne, 19 % pour l'Espagne et 21 % en moyenne pour l'Union européenne^{2,3}.

L'intensité carbone du mix de production français en 2024 est d'ores et déjà du même ordre de grandeur que l'intensité prospective à l'horizon 2030 dans les travaux de RTE. **Ainsi, même si le mix électrique français est déjà largement décarboné (à la hauteur de 95 %), l'enjeu pour les années à venir réside dans l'augmentation du volume d'électricité décarbonée produite pour alimenter des besoins croissants en électricité qui résulteront de la sortie progressive des énergies fossiles dans tous les secteurs (transports, industrie, bâtiments tertiaires et résidentiels ; voir le chapitre *Électrification des usages*) ou de nouveaux usages (data centers, électrolyseurs).** Pour l'horizon 2030, le projet de PPE mis en consultation fin 2024 table sur plus de 620 TWh de production ; en 2050, dans tous les scénarios étudiés par RTE, la production dépasse 680 TWh ; en 2024, la production d'électricité française s'élevait à moins de 540 TWh.

1. En raison notamment de la part importante du chauffage électrique. En 2021, la consommation était d'environ 7 200 kWh/habitant en France, contre 6 000 kWh/habitant en Allemagne, 5 500 kWh/habitant dans l'Union européenne, et moins de 5 000 kWh/habitant en Espagne et en Italie (source : Eurostat).
2. Sources : CITEPA, Rapport Secten 2023 ; European Environment Agency ; Eurostat ; ENTSO-E ; calculs : RTE.
3. Les émissions territoriales de l'Union européenne se sont élevées à 3 735 Mt_{CO₂eq} en 2021 (source : European Environmental Agency). Les émissions dues à la production d'électricité dans l'Union européenne ont atteint 783 Mt_{CO₂eq} (source : Ember Climate, Yearly electricity data, 2024).

Largement décarbonée depuis la fin des années 1980, la production française d'électricité l'est encore plus depuis les années 2010

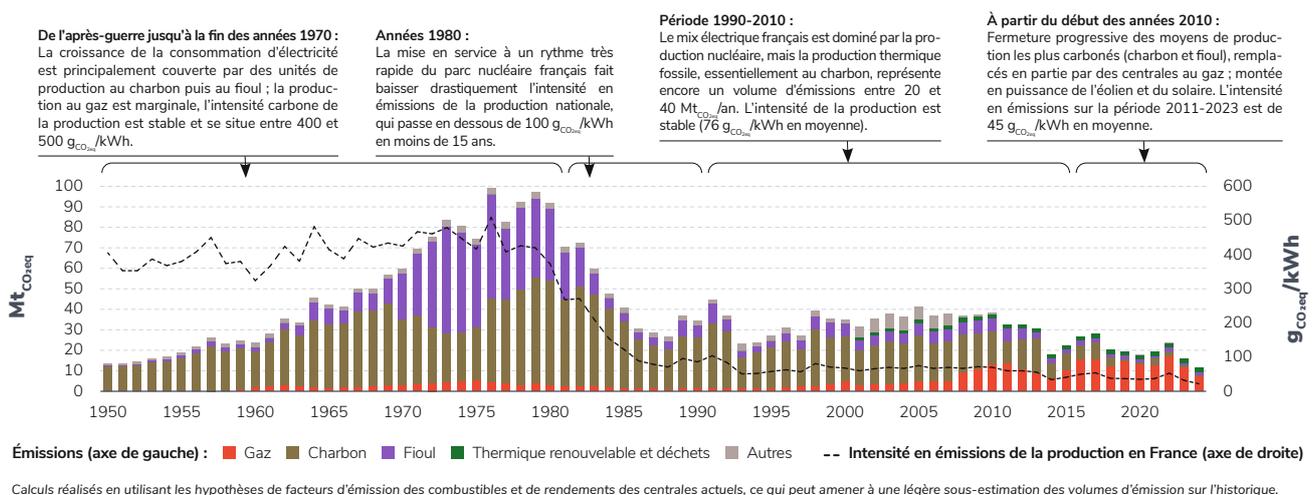
À partir de la seconde moitié du 20^e siècle, il est possible d'identifier quatre grandes périodes pour le système électrique français du point de vue des émissions de gaz à effet de serre⁴ :

- 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 ;
- 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_{CO2eq}/kWh. En 1976, les émissions annuelles liées à la production d'électricité en France atteignaient près de 100 Mt_{CO2eq} ;

- **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

Figure 5.1 : 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 2024



4. Les facteurs d'émissions des différentes filières production utilisés pour le calcul des émissions sur toute la période 1950-2024 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.
5. L'objectif principal étant à l'époque l'amélioration de la souveraineté énergétique et non pas la décarbonation du mix.

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 $100 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$;

- **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 $\text{Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$) et l'intensité carbone (autour de $75 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$) sont restées stables sur la période ;
- **À partir du début des années 2010**, avec le rehaussement des objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants, le parc de production au fioul et au charbon a été progressivement réduit. En même temps, des centrales à gaz, moins émettrices à parité d'énergie produite, les ont remplacées dans le rôle de moyens de production de pointe. La décennie 2010 a également été marquée par le fort développement de l'éolien et du solaire. Tous ces facteurs ont contribué ensemble à faire baisser encore l'intensité de la production d'électricité française, qui a atteint $45 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$ en moyenne au cours de la période 2010-2024 ;
- Aujourd'hui, le mix électrique français est l'un des plus décarbonés d'Europe, en raison de la prédominance des sources de production bas-carbone : le nucléaire, l'hydraulique et plus récemment l'éolien et le solaire. De plus, au cours des vingt dernières années, des moyens de production parmi les plus fortement émetteurs (charbon et fioul) ont été progressivement fermés. En outre, la position habituellement largement exportatrice de la France permet aux pays européens interconnectés d'importer de l'électricité bas-carbone pour couvrir une partie de leur consommation, améliorant ainsi le bilan carbone à l'échelle européenne.

Des émissions historiquement basses malgré un léger regain de la consommation domestique et une hausse massive des exportations

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). Après cet épisode singulier, les émissions avaient très

rapidement retrouvé un niveau particulièrement bas : entre 2022 et 2023, les émissions liées à la production avaient baissé de près d'un tiers, atteignant 16 Mt_{CO2eq}, leur niveau le plus faible depuis 1953. Cette baisse s'expliquait essentiellement par

Figure 5.2 : 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 2024

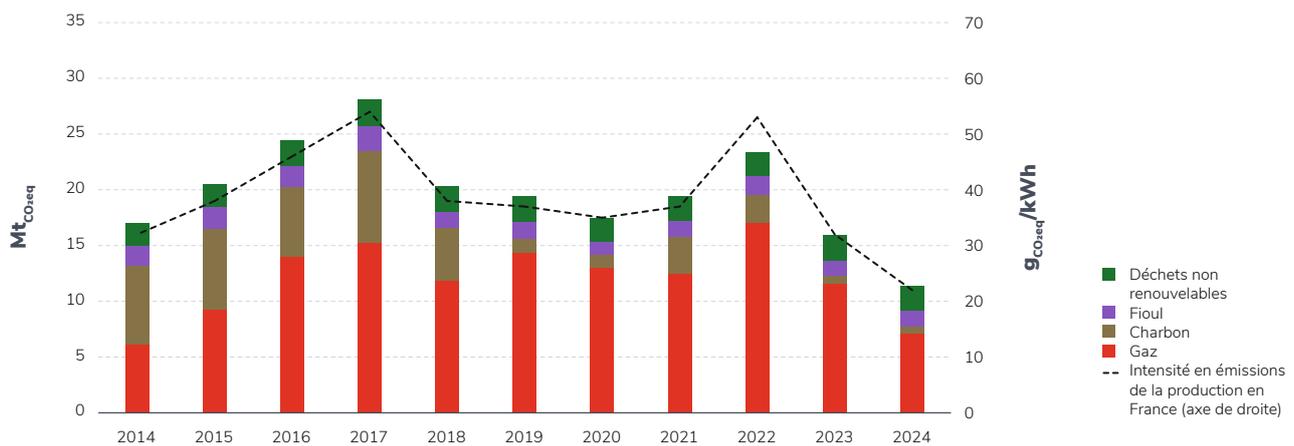
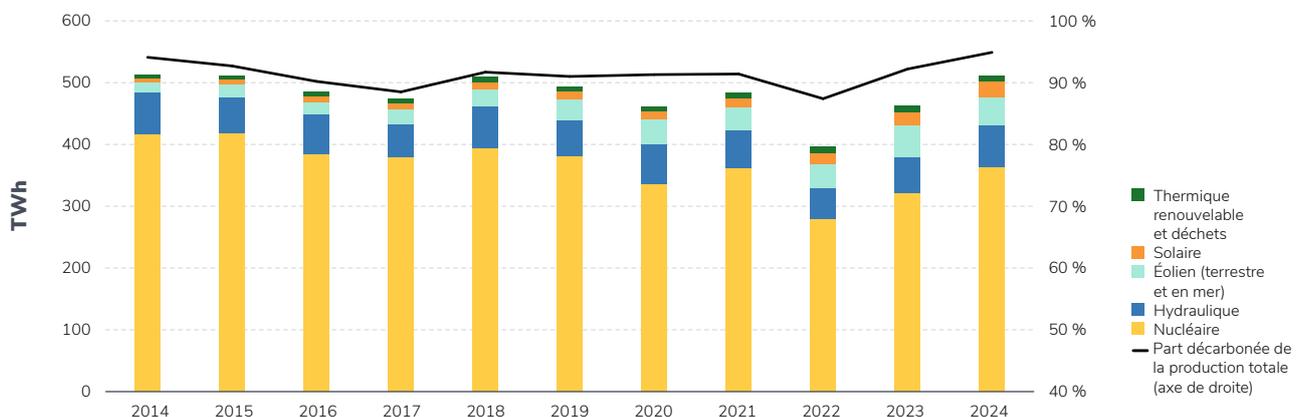


Figure 5.3 : Évolution de la production décarbonée en France (axe de gauche) et part décarbonée de la production totale (axe de droite) entre 2014 et 2024



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.

le regain de la production bas-carbone, et particulièrement le redressement de la production nucléaire. **En 2024, cette tendance s'est poursuivie et même accentuée : les émissions directes totales liées à la production d'électricité nationale se sont élevées à 11,7 Mt_{CO₂eq} ; c'est une nouvelle fois un niveau historiquement bas, qui correspond même à celui du début des années 1930** (la production, intégralement au charbon, était alors près de 30 fois moins importante qu'aujourd'hui).

Un peu moins de trois quarts des émissions liées à la production provient de la filière au gaz, qui permet d'assurer l'équilibre du système lors des périodes de consommation importante. Ces émissions « résiduelles » du mix français sont à envisager, au moins dans le court terme, dans la mesure où elles

permettent le bon fonctionnement du système et le développement par ailleurs du parc de production décarboné, et donc de la décarbonation du mix dans son ensemble ; les temps de fonctionnement des moyens carbonés sont faibles et limités aux moments où cela est nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande : cela représente des émissions extrêmement faibles par rapport au service rendu au système. Environ un quart du volume d'émissions provient de la production d'électricité à partir de l'incinération de déchets non-renouvelables, une filière largement fatale. Le recours à la production au charbon en 2024, et donc les émissions associées, ont été quasi-nuls : moins de 600 ktCO₂eq sur l'ensemble de l'année ; cela représente à peu près l'équivalent de deux journées d'émissions liées au transport routier en France.

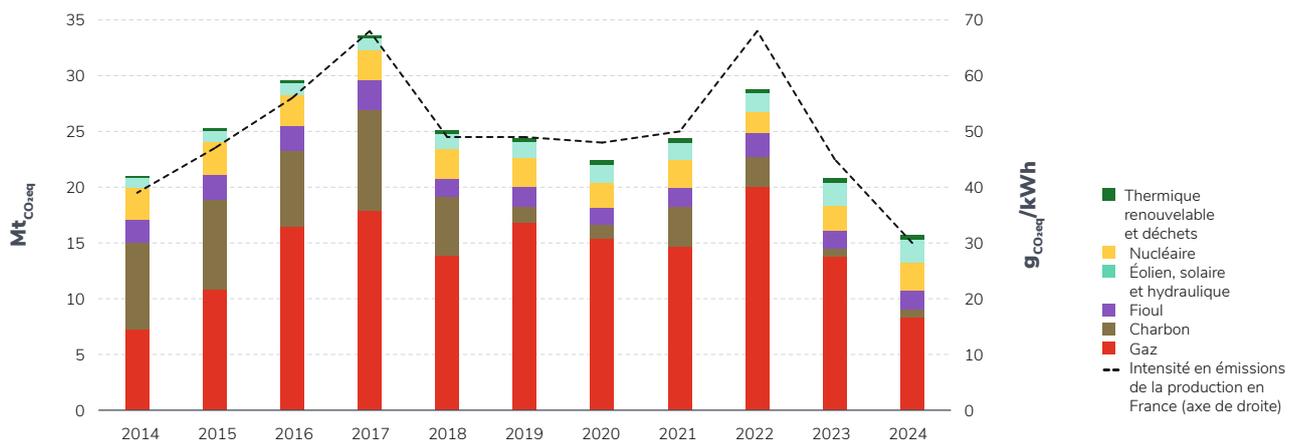
Même en tenant compte des émissions sur le cycle de vie, les émissions liées au système électrique français restent très faibles

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. Ce dernier 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 approche⁶.

En tenant compte des émissions liées au cycle de vie, les émissions liées à la production d'électricité en France ont atteint 15,9 Mt_{CO2eq} en 2024, contre 23 Mt_{CO2eq} en 2023. Tout comme les émissions directes, les émissions sur le cycle de vie restent très inférieures en France par rapport à celles d'autres pays. L'intensité, au périmètre du cycle de vie, a atteint 30,2 g_{CO2eq}/kWh, une valeur historiquement faible comme pour l'intensité au périmètre des émissions directes.

Figure 5.4 : 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 2024



6. 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.

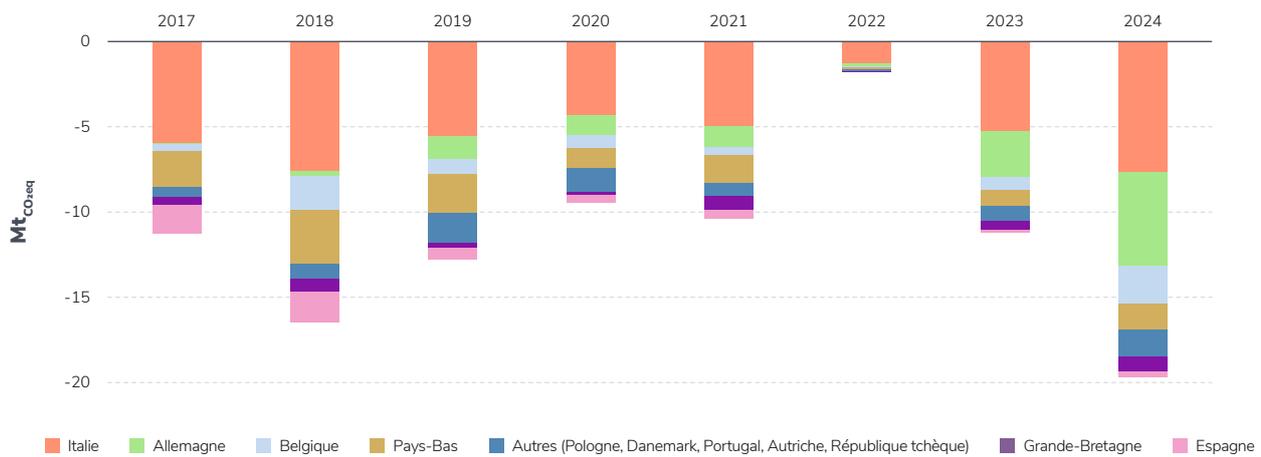
À mesure que la part des filières thermiques fossiles diminue dans le mix de production, la part des émissions liées aux émissions directes issues de la combustion diminue, et, mécaniquement, la part des émissions liées au reste du cycle de vie des moyens de production augmente. Celles-ci sont tout de même faibles : 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 2024 environ 15 % des émissions totales sur le cycle de vie liées à la production d'électricité en France (2,1 Mt_{CO2eq}) dans le même temps que leur contribution au mix électrique du pays était de 28 % ; à titre indicatif, c'est moins de 0,5 % de l'empreinte carbone du pays⁷.

7. 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 biens 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 services 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, la valeur pour 2024 de l'empreinte n'étant pas encore connue.

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

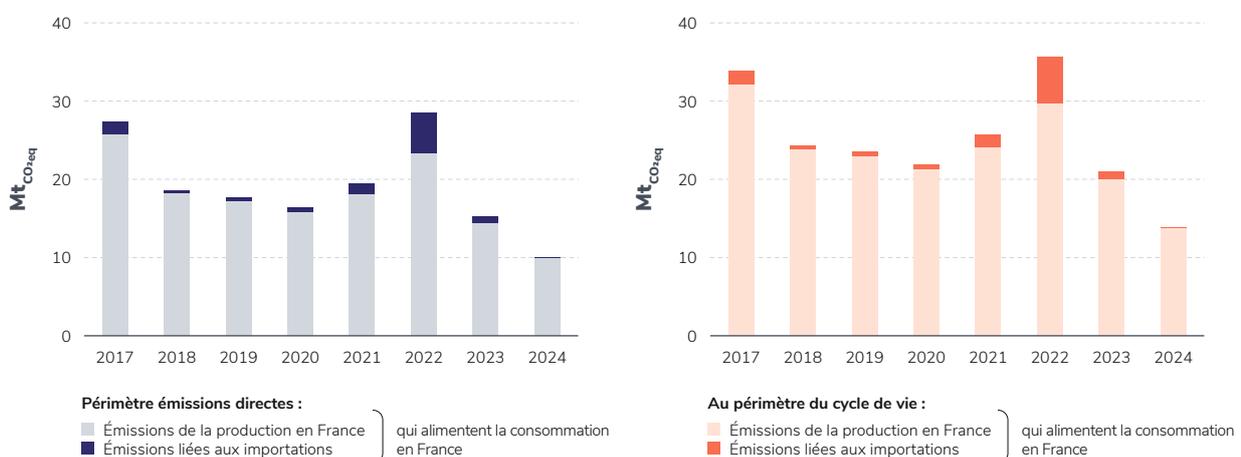
Figure 5.5 : Émissions évitées par les exportations nettes de la France vers les pays européens au cours de la période 2017-2024



La production d'électricité française étant déjà largement décarbonée, les exportations d'électricité françaises, qui ont atteint un niveau record en 2024 (89 TWh, voir le chapitre Échanges), contribuent à éviter des émissions ailleurs en Europe. Pour évaluer celles-ci, 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.

Figure 5.6 : Émission de gaz à effet de serre liées à la consommation d'électricité en France entre 2017 et 2024



En 2024, les exportations de la France ont permis d'éviter l'émission près de 20 Mt_{CO2eq} en Europe. Plus d'un tiers de celles-ci ont été évitées en Italie, et un quart en Allemagne. Ce niveau record s'explique en grande partie par l'effet volume : le niveau très important d'exportations 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.

Près de 15 % des émissions liées à la production d'électricité en France ont été émises pour produire de l'électricité qui a été exportée. Les émissions liées strictement à la consommation française d'électricité se sont élevées à 10,0 MtCO₂, soit l'équivalent de moins d'un mois d'émissions liées au transport routier en France⁸, ou encore moins que les émissions annuelles d'un pays comme la Lettonie⁹.

8. CITEPA, Rapport Secten Mensuel 2022.

9. Joint Research Center of the European Commission, IEA-EDGAR CO₂ database.

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

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 habituellement surtout en hiver, lors des périodes de consommation importante, 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, malgré une très bonne performance d'ensemble, l'intensité carbone de la consommation avait dépassé 100 g_{CO2eq}/kWh lors d'environ 3 % du temps.

En 2024, fait notable, l'intensité est restée contenue même lors des périodes de forte consommation : elle a atteint un maximum 67 g_{CO2eq}/kWh ; c'est moins que ce qu'était encore l'intensité moyenne de la production française en 2010.

Près de la moitié du temps, l'intensité de la production comme de la consommation a été en dessous de 10 g_{CO2eq}/kWh, une valeur pratiquement incompressible. Ce niveau, qui s'apparente à « l'intensité de fond » du système, correspond aux émissions liées aux filières dont la production d'électricité est indépendante du fonctionnement global du système ; parmi celles-ci, on trouve essentiellement l'incinération des déchets d'une part, et d'autre part les cogénérations, qui produisent de la chaleur pour les réseaux de chauffage urbains ou pour l'industrie, et injectent l'électricité sur le réseau en tant que produit secondaire. Cette « intensité de fond » peut être rapprochée de l'intensité résiduelle liée au système électrique dans les scénarios prospectifs (voir la section introductive du présent chapitre).

Figure 5.7 : Monotone d'intensité en émissions de gaz à effet de serre de la production et de la consommation françaises en 2024

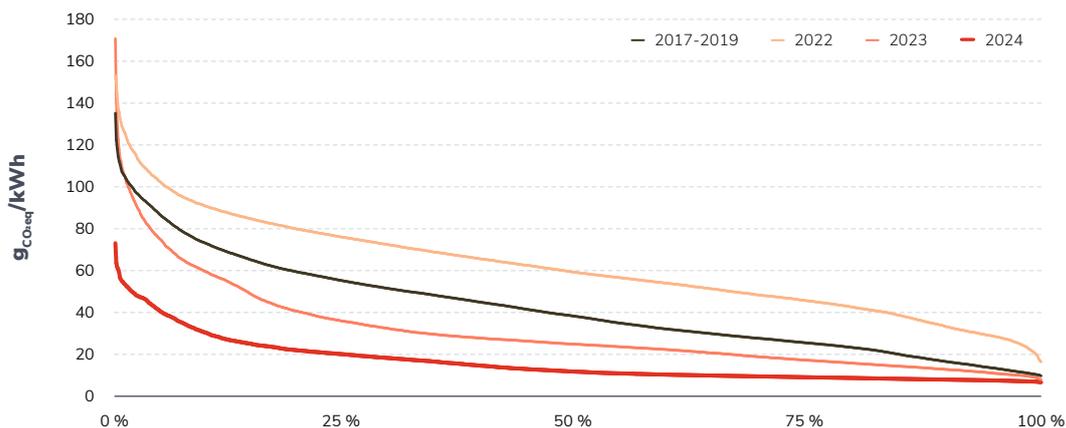


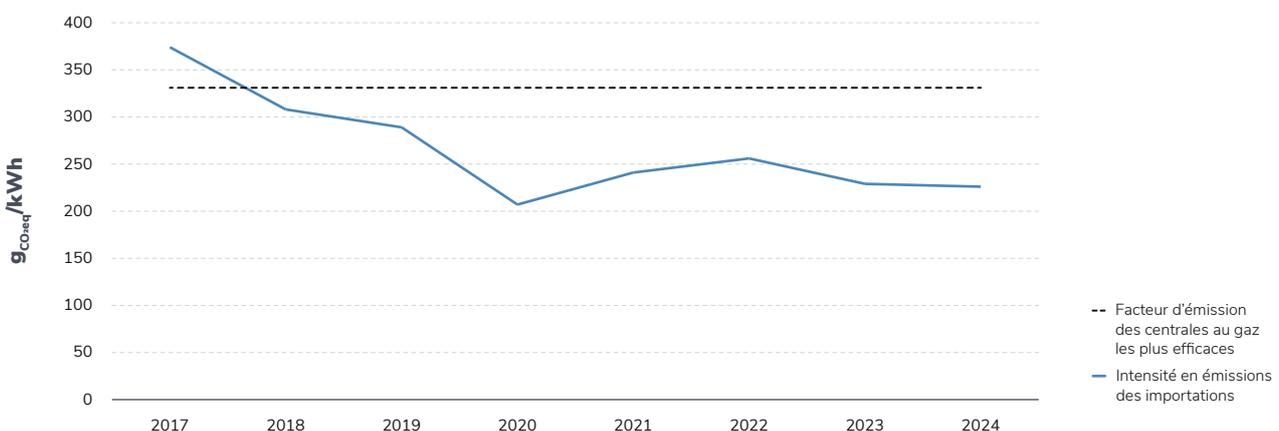
Figure 5.8 : Synthèse des notions mises en jeu dans le calcul des émissions de gaz à effet de serre liées à l'électricité

		Type d'émissions	
		Émissions directes	Émissions sur le cycle de vie
Périmètre	Production d'électricité	<p>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.</p> <p>Émissions directes des centrales de production d'électricité situées sur le territoire national.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
	Consommation d'électricité	<p>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).</p>	<p>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.</p>

Grâce à la décarbonation progressive du mix européen depuis plusieurs années, le peu d'électricité que la France importe depuis ses voisins est désormais nettement moins carbonée que

celle produite par les centrales à gaz les plus efficaces. C'est le signe qu'une part importante de cette électricité est générée par des moyens de production bas-carbone.

Figure 5.9 : Intensité en émissions directes de gaz à effet de serre liée aux importations de la France



L'Europe

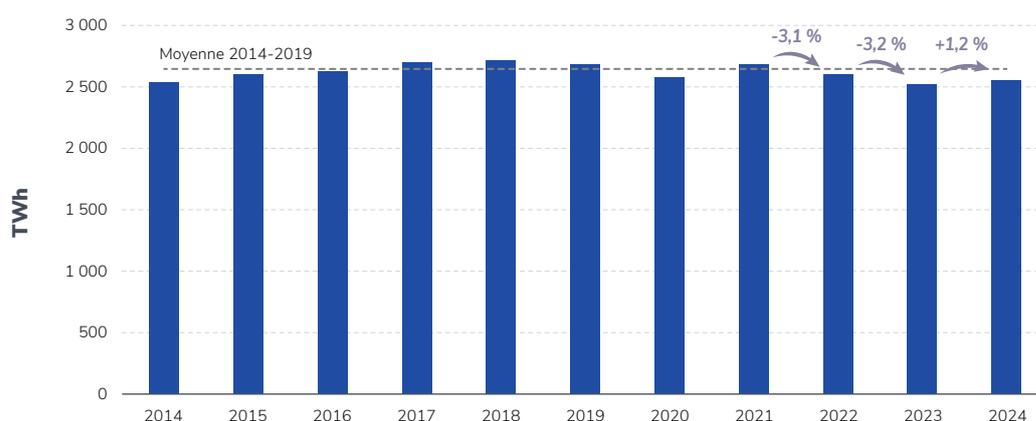
BILAN ÉLECTRIQUE 2024

La consommation européenne d'électricité est repartie légèrement à la hausse après deux années consécutives de baisse

La consommation d'électricité brute, c'est-à-dire non corrigée des effets météorologiques¹, a légèrement augmenté en 2024 (+1,2 %) sur le périmètre de l'Union européenne², par rapport à 2023, mettant une fin à la tendance baissière observée depuis le début de la crise énergétique.

La consommation européenne avait connu deux années de forte baisse en 2022 et 2023, avec une diminution respectivement de 3,1 % en 2022 par rapport à 2021, puis de 3,2 % en 2023 par rapport à 2022. En effet, la crise énergétique liée à la moindre production hydraulique du fait des faibles

Figure 6.1 : Évolution de la consommation non corrigée d'électricité en Europe (périmètre : UE-27)



Sources des données : Eurostat, ENTSO-E, RTE

1. Consommation brute, c'est-à-dire non corrigée des effets météorologiques et de calendrier. Les données de consommation corrigées de ces effets ne sont pas disponibles pour les autres pays européens. L'année 2024 ayant été plus chaude que la normale (comme l'année 2023), la tendance légèrement haussière devraient être confirmée même en corrigeant des effets météorologiques. L'année 2024 inclut par ailleurs un jour de plus (29 février) : sans ce jour en plus, l'augmentation de consommation aurait été de 0,9 %.
2. Le périmètre considéré est ici l'Union Européenne à 27 états membres, la Grande-Bretagne n'est pas comptabilisée, même dans les années pré-Brexit, pour conserver un périmètre constant et faciliter l'analyse.

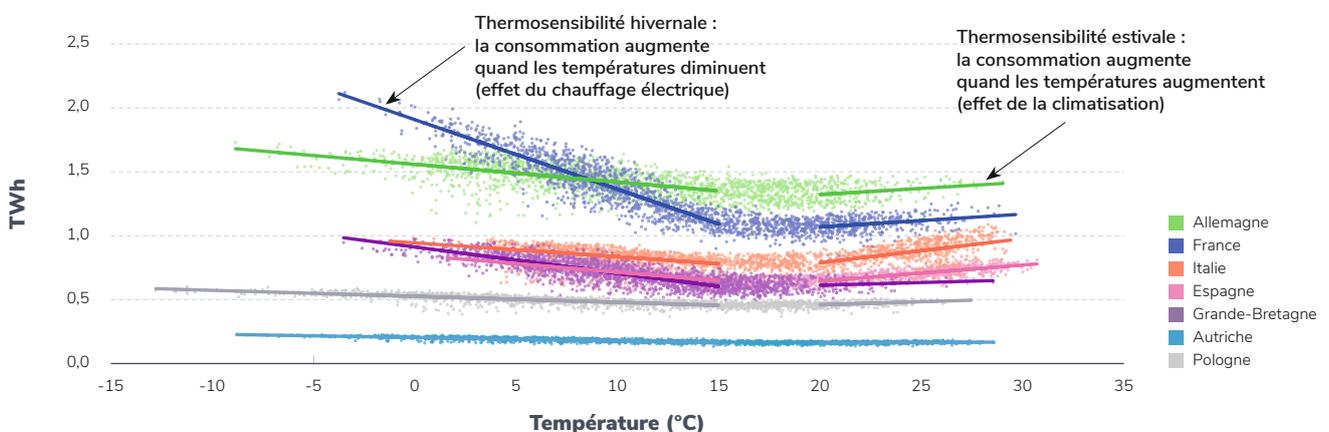
précipitations et à l'augmentation des prix des combustibles liée à l'invasion de l'Ukraine de la part de la Russie a touché l'ensemble des pays européens entre fin 2021 et début 2023, la crise de la production nucléaire en France ayant également joué un rôle du fait de la réduction des exportations. L'augmentation des prix de l'énergie et des matières premières a eu à la fois des effets directs sur la consommation d'énergie des ménages et des entreprises, et des effets indirects liés à la réduction de l'activité économique dans un contexte inflationniste global. La hausse des prix de l'électricité a touché particulièrement les industries électro-intensives, en France et en Europe³. Les actions engagées par plusieurs pays en faveur des économies d'énergie face à la crise, et des températures nettement au-dessus des normales qui ont réduit les besoins de chauffage, ont également contribué à la baisse de consommation en 2022 et 2023, même si dans une moindre mesure.

La consommation est restée inférieure en 2024 à celle d'avant les crises sanitaire et énergétique, illustrant que certains effets de la crise conjoncturelle des années 2021-2023 sont encore présents (comme en témoignent les prix à terme de l'électricité et les prix des combustibles, qui ne sont pas revenus aux niveaux d'avant). **La tendance montre**

cependant des signes d'inversion à l'échelle du continent en 2024, avec la légère hausse de la consommation, dans un contexte de prix plus bas et de fondamentaux plus favorables pour la production. En effet, la baisse du prix des combustibles fossiles, la hausse de la production solaire et éolienne grâce au développement des parcs installés, l'augmentation de la production hydraulique grâce à des conditions météorologiques favorables, et le redressement de la production nucléaire française ont contribué à une baisse généralisée des prix de l'électricité en Europe (voir chapitre Prix).

La hausse de la consommation en 2024 par rapport à 2023 a été mitigée par un hiver 2024 très chaud, comme évoqué plus haut, certains pays européens ayant une thermosensibilité hivernale importante (e.g. France, Allemagne). Les températures des mois de janvier à mars ont ainsi été nettement supérieures à celles de 2023, de 0,8 à 1,4 °C en Allemagne, France, Italie et Espagne, soit une augmentation moyenne de 14 %. **L'année 2024 se place au niveau mondial comme l'année la plus chaude jamais enregistrée, avec un réchauffement global qui dépasse les 1,5 °C par rapport à l'ère préindustrielle pour la première fois⁴.** En France, l'hiver 2023-2024 a été le 3^e le plus chaud

Figure 6.2 : Consommation journalière en fonction de la température pour une sélection de pays européens entre 2017 et 2024 (jours ouvrés uniquement)



Sources des données : ECMWF ERA5 Reanalysis, ENTSO-E, RTE

3. IEA, [Electricity 2024](#), 2024

4. Organisation Météorologique Mondiale, [L'OMM confirme que 2024 est l'année la plus chaude jamais enregistrée, avec une température supérieure d'environ 1,55 °C aux valeurs préindustrielles](#), 2025

jamais enregistré. Contrairement à d'autres pays européens, la consommation moyenne a augmenté en Allemagne sur les mois d'hiver entre 2023 et 2024, malgré la hausse des températures. Ceci peut être en partie dû au fait que la baisse de la consommation entre les premiers trimestres 2022 et 2023 avait été significativement plus forte en Allemagne (6 %) que dans d'autres pays (e.g. 3 % en Espagne) : la reprise de la consommation, hors effets météorologiques, serait donc plus importante en Allemagne qu'ailleurs.

L'année 2024 pourrait constituer un point d'inflexion avant une possible hausse de consommation dans les années à venir. L'IEA projette notamment une hausse annuelle de la consommation européenne de 2,4 % sur la période 2024-2026³, entraînée par un regain de l'activité industrielle, la croissance du nombre de véhicules électriques, l'installation de pompes à chaleur et par l'augmentation du nombre de centres de données. À plus long terme, la consommation pourrait encore augmenter, portée par l'électrification des usages prévue dans les stratégies énergétiques des pays européens.

Figure 6.3 : moyenne des températures des jours ouvrés sur la période janvier-mars

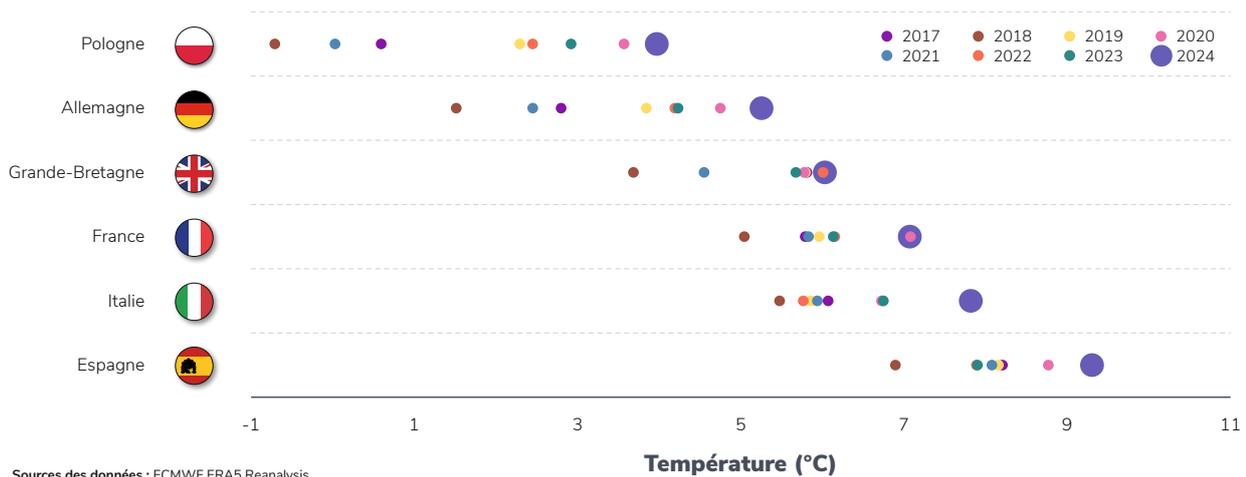
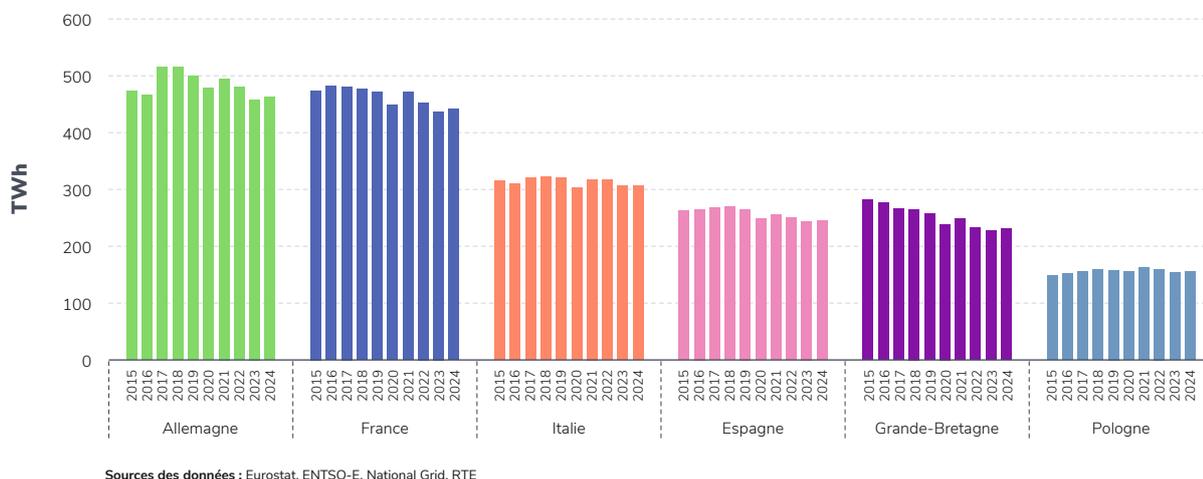


Figure 6.4 : Évolution de la consommation non corrigée d'électricité pour les six principaux pays consommateurs européens



Une production en augmentation, marquée par le développement des filières décarbonées remplaçant progressivement les filières fossiles

La production sur le périmètre UE-27 a augmenté de 2 % en 2024 par rapport à 2023⁵, atteignant un niveau proche de ceux de 2022 et de 2020, tout en restant inférieure à la production de 2021. La production a été principalement tirée vers le haut par les filières décarbonées, alors que la production à partir de fossiles a fortement diminué, poursuivant la dynamique de l'année précédente. **Pour la première fois, la production solaire (271 TWh) a dépassé la production à partir de charbon (258 TWh). La filière éolienne (422 TWh pour l'éolien terrestre, 62 TWh pour l'éolien en mer) reste la deuxième filière de production dans l'Union européenne derrière le nucléaire (619 TWh dont 58 % en France) après avoir dépassé depuis 2023 la production à partir de gaz (411 TWh en 2024).**

La production hydraulique a augmenté de 11,7 % grâce à des précipitations abondantes. Celles-ci ont en effet augmenté de 7 %⁶ en Europe en 2024 par rapport à la moyenne des années 1990-2023, et de 15 % par rapport à 2022, année caractérisée par une pluviométrie particulièrement faible. **La production nucléaire a quant à elle augmenté de 4,8 % (+29 TWh), une hausse liée totalement à l'évolution de la production nucléaire en France (+41 TWh),** dont l'augmentation du volume de production a plus que compensé la diminution de production des autres pays de l'Union européenne (-12 TWh). 2024 a en effet été la première année complète de production sans nucléaire en Allemagne depuis l'arrêt de la dernière centrale en avril 2023 (l'Allemagne avait encore produit 6,7 TWh en 2023). Des légères baisses de production nucléaire ont été constatées également dans d'autres pays. L'EPR finlandais Olkiluoto 3, mis en service en 2023, a produit 9,2 TWh en 2024 (une baisse de 0,8 TWh

par rapport à l'année précédente), du fait d'une maintenance annuelle programmée entre les mois de mars et mai. Cette première maintenance depuis la mise en service du réacteur, seul élément majeur ayant un effet sur la production de la centrale, a duré deux fois plus longtemps que prévu⁷. Enfin, **la hausse de la production solaire s'est poursuivie, avec une augmentation de 21 % en 2024 par rapport à 2023,** encore plus significative que celle observée en 2023 par rapport à 2022 (18,9 %). **Le volume de production solaire en Europe a connu une nette accélération ces cinq dernières années : après une croissance de 5,6 % par an entre 2014 et 2019 en moyenne, ce taux s'est élevé à 19,5 % entre 2020 et 2024,** entraîné par la hausse du rythme d'installation de panneaux photovoltaïques dans de nombreux pays (p. ex. Autriche, Pologne, Pays-Bas). Les capacités installées à fin 2024 dans l'Union européenne s'élèvent à 338 GW (+66 GW par rapport à 2023)⁸. **La production éolienne a également augmenté, de 2,0 % entre 2023 et 2024, grâce au développement du parc et malgré des conditions de vent défavorables à l'échelle du continent.** À l'échelle de l'Union européenne, 14 GW⁹ de capacité éolienne, terrestre ou en mer, ont été installés en 2024, soit une augmentation de 7 % par rapport à 2023. Les trois premiers pays sont l'Allemagne (72 GW¹⁰ installés), l'Espagne (32 GW¹¹ installés), et la France (24 GW installés). Au total, la production éolienne et solaire a atteint 754 TWh en 2024 au sein de l'Union européenne, soit près du double de la production hydraulique. Le taux de couverture horaire moyen de la consommation par la production solaire et éolienne a augmenté pour atteindre 25,5 % en 2024 (contre 24,5 % en 2023)¹². Enfin, la production fossile a continué sa forte baisse (-10 % en 2024 après une diminution de 21 % en 2023).

5. L'augmentation est de 1,7 % en excluant le 29 février 2024.

6. Source : Données ERA5 du Copernicus climate change service

7. TVO, [First annual outage starts at Olkiluoto 3 on Saturday](#), 2024

8. Source : Solar Power Europe

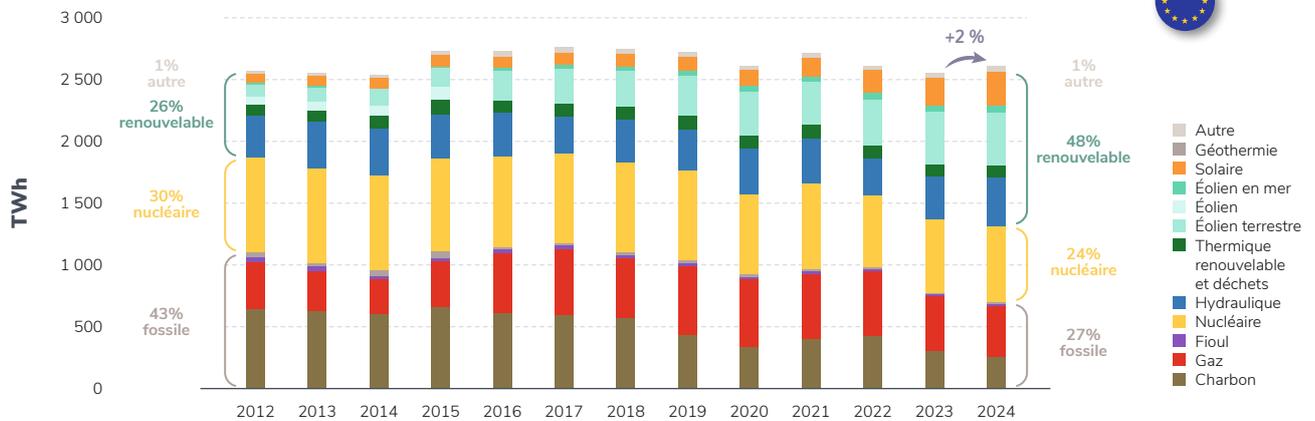
9. Source : Entso-e

10. Source : Energy-Charts

11. Source : Red Electrica de España

12. Source : Entso-e ; calculs : RTE

Figure 6.5 : Évolution de la production d'électricité en Europe par filière (périmètre : UE)



Sources des données : ENTSO-E, Energy-Charts, CBS & NedNL, REE, RTE

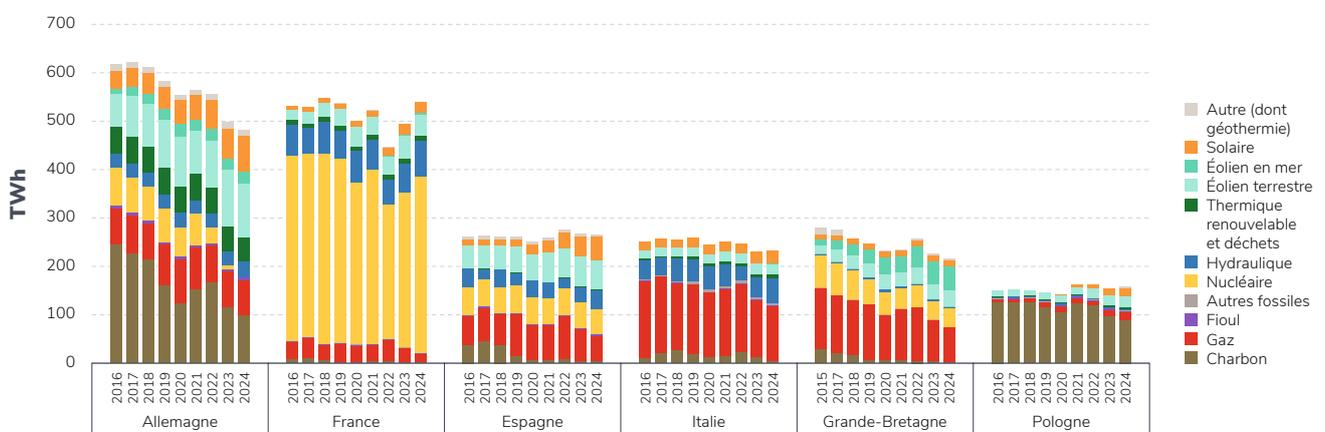
Toutes les filières sont concernées, gaz (-6 %), charbon (-16 %), fioul (-13 %).

Dans plusieurs pays de l'Union européenne, la part des énergies renouvelables (solaire, éolien et hydraulique¹³) dans le mix de production électrique dépasse désormais les 50 %. Grâce à un parc hydraulique historique important, l'Autriche et

la Lettonie ont atteint ce seuil depuis plusieurs années. Avec le développement du parc éolien et solaire, le Portugal et l'Espagne l'ont également dépassé ces deux dernières années.

Avec l'augmentation des parcs installés, la grande majorité des pays a connu des records de production (en puissance instantanée) pour le solaire.

Figure 6.6 : Évolution de la production d'électricité, par filière, pour les six pays principaux producteurs européens



Sources des données : ENTSO-E, National Grid, Energy-Charts, REE, RTE

13. Les bioénergies sont exclues de l'analyse parce que les données concernant leur production, en fonction des pays, ne sont pas toujours disponibles séparément de la production thermique non renouvelable.

À titre d'exemple, le 25 juin 2024 en Allemagne la production solaire a atteint 54,5 GW, améliorant le précédent record, de 44,3 GW, qui datait de 2023. Il y a eu cependant aussi des périodes de production renouvelable très faible, notamment à l'automne (voir le focus sur les épisodes de *Dunkelflaute* plus loin).

Si l'on analyse la dynamique par pays, la production allemande totale a diminué, en contre-tendance par rapport aux autres pays, du fait de l'augmentation des importations. La principale baisse a concerné le charbon, suivi par la production nucléaire, avec l'arrêt du dernier réacteur en avril 2023. La production de la filière solaire a connu la plus forte hausse.

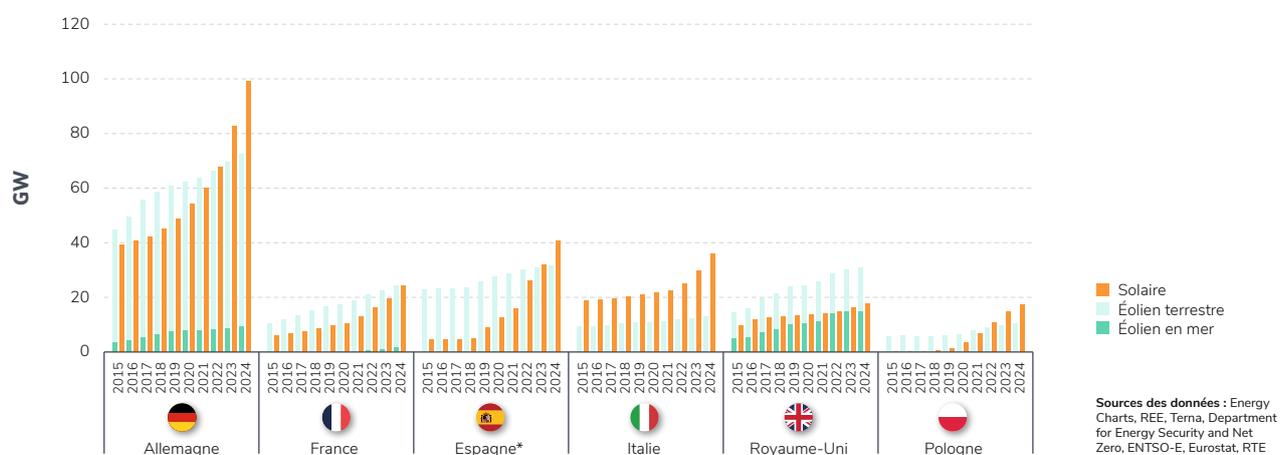
L'Autriche a connu également une augmentation inédite de sa production solaire, poursuivant la tendance de 2023, caractérisée par une nouvelle dynamique pour la filière avec l'installation importante de capacités. En Belgique, la production à partir de gaz a diminué sans être compensée significativement par la hausse d'autres filières alors que la consommation a augmenté, le différentiel venant des importations (voir l'analyse détaillée concernant ces trois pays dans la suite du chapitre).

En Suisse, les précipitations abondantes ont eu un effet particulièrement significatif sur la production hydraulique, qui a augmenté de 28 % par rapport à 2023, pour atteindre 26 TWh, soit 6,4 TWh de plus que la moyenne des six dernières années.

Aux Pays-Bas, le rythme élevé des installations de panneaux solaires des dernières années s'est ralenti en 2024, tout en restant très élevé par rapport à la taille du pays. Alors que le pays avait installé 4,8 GW en 2022 et 4,4 GW en 2023, environ 3 GW ont été installés en 2024¹⁴. Ramenée au nombre d'habitants, cette capacité installée (0,17 kW/hab) est bien supérieure à celle de nombreux autres pays, dont la France (0,05 kW/hab). La production solaire a encore nettement augmenté, de 3,6 TWh soit 18 % entre 2023 et 2024.

En Italie, la production solaire a augmenté de 19 % par rapport à l'année précédente, grâce notamment à un développement significatif du parc (+6,8 GW). La production hydraulique a augmenté de 30 %, sous l'effet de la forte pluviométrie, alors que la production éolienne a reculé comme ailleurs dans le continent (-6 %). La production fossile s'est réduite de 6 %, et en particulier la production à partir de charbon a baissé de 71 % par rapport à l'année précédente, atteignant un niveau désormais négligeable¹⁵.

Figure 6.7 : Parcs éolien et solaire installés dans une sélection de pays européens, à fin 2024



14. SolarPower Europe, *EU Market Outlook for Solar Power*, 2025

15. Terna, *Nel 2024 consumi elettrici in aumento del 2,2 %*, 2025

L'intensité carbone de la production d'électricité a baissé de près de 30 % en Europe depuis 2017

Figure 6.8 : Intensité carbone moyenne de la production d'électricité dans les pays de l'Union européenne + Norvège, Suisse et Royaume-Uni – émissions directes

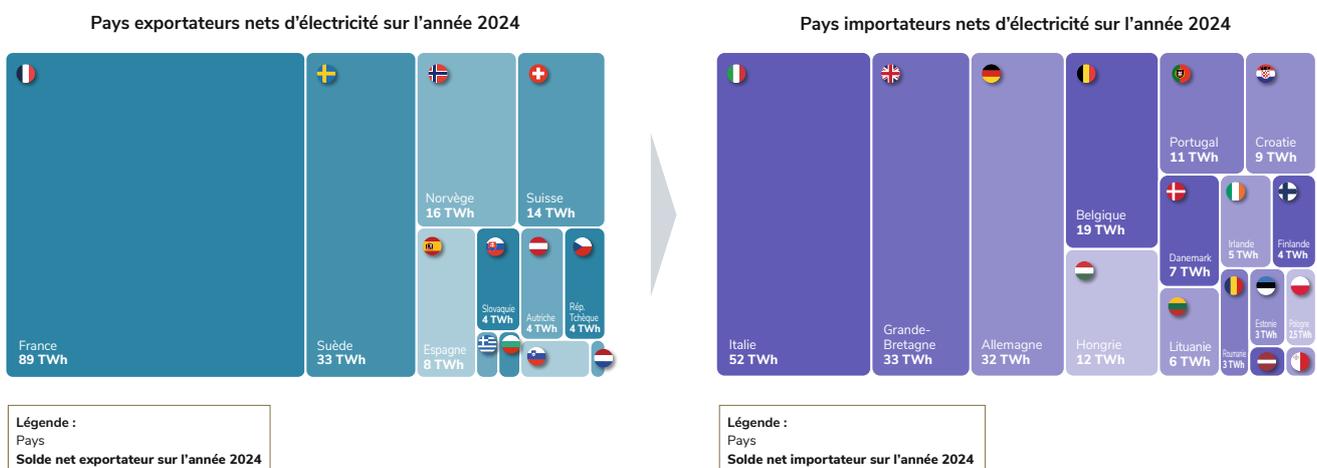


La décarbonation du système électrique européen se poursuit. Entre 2017 et 2024, l'intensité carbone moyenne de l'électricité produite dans les 27 États membres de l'Union européenne a baissé de 27 %, passant de 297 g_{CO2e}/kWh en 2017 à 179 g_{CO2e}/kWh en 2024. Au cours de cette période, le contenu carbone a diminué dans tous les États membres (mais également dans d'autres pays européens comme la Grande-Bretagne, la Norvège et la Suisse). La production d'électricité française figure depuis longtemps parmi les plus bas-carbone d'Europe ; grâce à l'ultérieure baisse constatée entre 2023 et 2024 du fait de l'abondance de la production décarbonée, 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 87 et 69 % 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.

La France a été le premier exportateur net d'électricité en Europe en 2024, grâce à son parc de production bas-carbone, une caractéristique partagée par les principaux pays exportateurs en Europe

Figure 6.9 : Origine et destination des échanges d'électricité en Europe en 2024



La France a été le premier exportateur net d'électricité en Europe en 2024, avec un solde plus élevé que celui de l'ensemble des autres pays exportateurs nets réunis. L'Italie a été le premier importateur, avec près de 50 TWh d'importations nettes au cours de l'année, soit près de 15 % de la consommation du pays (voir chapitre Échanges – analyse par frontières). L'Allemagne figure en deuxième position, avec un solde importateur net de 32 TWh sur l'année (voir la section consacrée à l'Allemagne dans le présent chapitre).

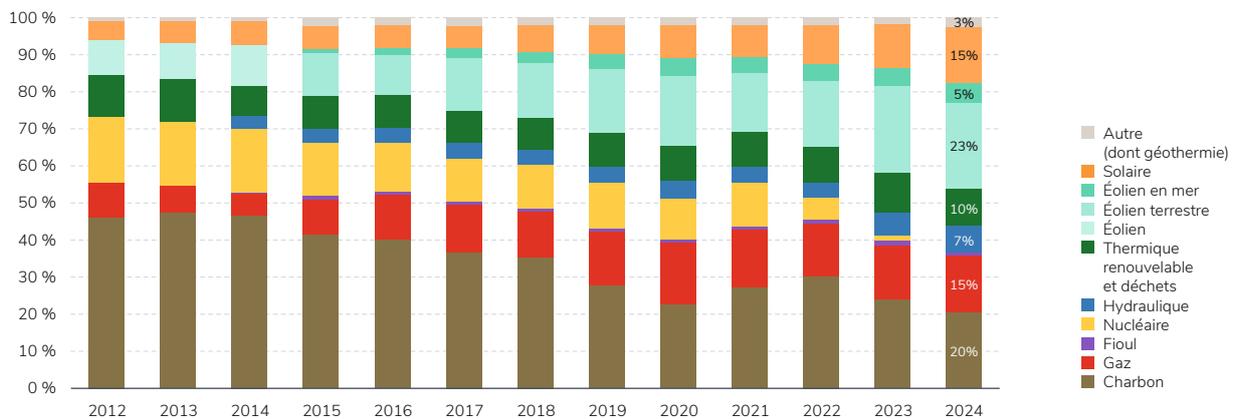
En général, les pays dont la production d'électricité présente une faible intensité en émissions ont été

les principaux exportateurs, et à l'inverse les pays importateurs sont généralement des pays avec une intensité carbone plus élevée. L'explication est d'une part liée au fait que les échanges d'électricité se font pour la plupart sur la base du prix (du pays où le prix est le plus faible vers le pays où il est plus élevé) et que les énergies les moins coûteuses sont aussi généralement les moins carbonées.

Enfin, le solde net des échanges n'est pas toujours corrélé à la taille du système électrique des pays, la Suède figurant parmi les principaux exportateurs et l'Allemagne ayant un solde proche de celui de la Belgique.

En Allemagne, l'éolien reste la première filière de production dans le mix, malgré quelques périodes de vent très faible

Figure 6.10 : Évolution du mix électrique allemand entre 2012 et 2024



Sources des données : Energy-Charts

Alors que la consommation annuelle de l'Allemagne a augmenté de 1 % en 2024, en accord avec la dynamique européenne, la production a diminué de 4 %, en raison d'un solde importateur en hausse, profitant notamment de l'abondance de la production française bas-carbone (voir chapitre Échanges). Ce solde importateur a atteint 29 TWh pour représenter 6 % de la consommation en 2024, et plus de 2 fois le solde importateur de 2023.

Comme dans le reste de l'Europe, les conditions météorologiques ont été caractérisées par des pluies plus abondantes en 2024 que les années précédentes, et par une diminution des vents et de l'ensoleillement. **Malgré les conditions météorologiques défavorables, qui ont entraîné une légère baisse par rapport à l'année précédente (-3 TWh), l'éolien est resté la première source de production d'électricité, avec 28 % du mix (111 TWh pour l'éolien terrestre, 26 TWh pour l'éolien en mer¹⁶). La production solaire a poursuivi sa croissance**

significative, avec 72 TWh produits (15 % du mix, + 13 TWh par rapport à 2023), portée par le développement du parc qui a plus que compensé le moindre ensoleillement. Le taux moyen horaire de couverture de la consommation allemande par la production éolienne et solaire a également progressé pour atteindre 41 % en 2024 (contre 40 % en 2023 et 35 % en 2022). Grâce à la hausse des précipitations, la production hydraulique a atteint 33,9 TWh, en augmentation de 2,3 TWh par rapport à l'année précédente (7 % du mix).

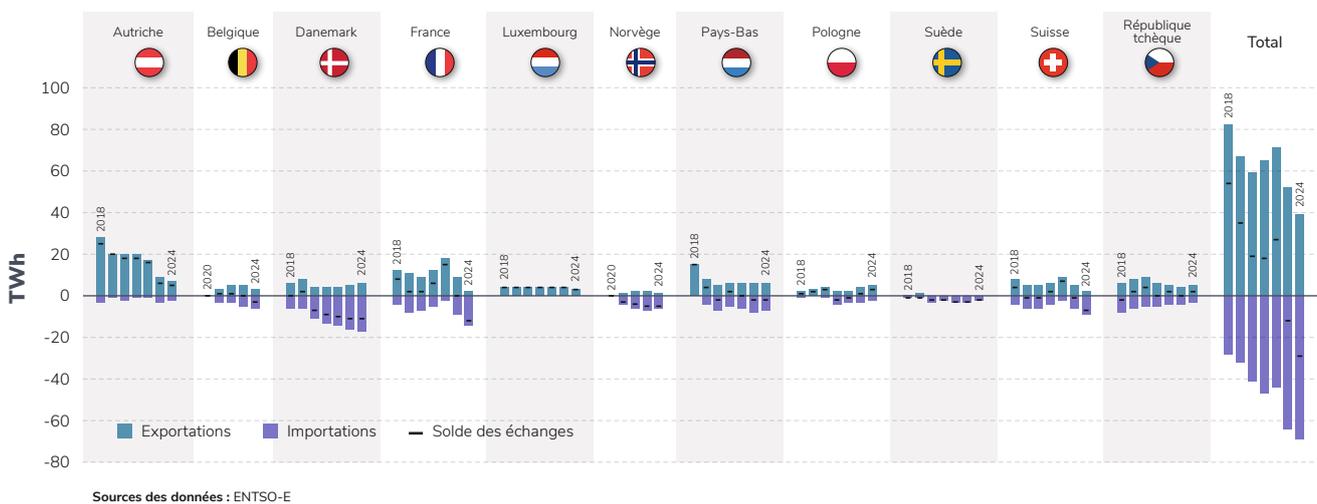
La hausse de la production solaire ainsi que celle des importations ont permis d'une part une diminution significative de la production fossile, d'autre part de compenser la baisse de la production nucléaire dont le dernier réacteur, fermé en avril 2023, avait encore produit 6,7 TWh en 2023. La production à partir de charbon a le plus diminué (-14 % soit -16 TWh par rapport à l'année précédente), la part dans le mix atteignant

16. Source : [Energy-Charts](#) pour l'ensemble des données de production et parc concernant l'Allemagne, hors parc charbon.

désormais 20 % contre 24 % en 2023. La production à partir de charbon a été divisée par deux depuis 2018 sous l'effet du développement de la production éolienne et solaire. L'Allemagne a pour objectif une sortie du charbon à l'horizon 2038, et a, à ce titre, fermé en 2024 3,3 GW de capacités de production à partir de lignite et 2,6 GW à partir de charbon¹⁷. La taille de ces parcs a donc diminué de 18 % et 14 % respectivement, pour atteindre 15 GW et 16 GW. Les fermetures de centrales avaient été ralenties en 2022 et 2023 pour faire face à la crise d'approvisionnement en gaz entraînée par la guerre en Ukraine. La principale évolution concernant le parc allemand concerne l'augmentation des capacités solaires installées : 16,5 GW en 2024, un rythme supérieur à celui de 2023 (15,1 GW installés). **Le parc solaire allemand atteint désormais 99,2 GW, soit quasiment la moitié du parc de l'Union européenne.** Concernant l'éolien, 2,9 GW ont été installés en 2024.

Le solde net des échanges allemands a été très importateur en 2024, à 29 TWh (6 % de la consommation), en augmentation par rapport à 2023 (11 TWh, 2 % de la consommation). Alors que le solde net vis-à-vis de certains pays n'a pas significativement varié (Autriche, Danemark, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Suède, République Tchèque), ce n'est pas le cas pour les autres pays interconnectés à l'Allemagne. Ainsi les importations depuis la Belgique, la France et la Suisse ont fortement augmenté par rapport à 2023. En particulier, le solde avec la France est passé de l'équilibre en 2023 à un solde importateur de 12 TWh (3 % de la consommation allemande) en 2024, en raison de l'abondance de production décarbonée en France. Les échanges avec la Belgique et la Suisse sont également dus à la dynamique française, ces pays servant souvent de relais aux échanges traversants venant de France (voir partie dédiée à la Belgique).

Figure 6.11 : Échanges commerciaux entre l'Allemagne et les pays voisins



17. SMARD, 2024

Q FOCUS

Les épisodes de Dunkelflaute en Allemagne

L'Allemagne a été touchée en fin d'année 2024 par quelques périodes de plusieurs jours consécutifs combinant une production solaire et éolienne faibles (appelées «*Dunkelflaute*» en allemand). De telles conditions météorologiques sont des phénomènes qui peuvent survenir partout à des fréquences faibles, même si leurs effets sont plus visibles dans les pays dont la part dans le mix électrique des énergies solaire et éolienne est la plus importante, comme l'Allemagne. **Un exemple d'une telle situation est la période du 11 au 13 décembre 2024 en Allemagne. En particulier, le 12 décembre, la production cumulée solaire et éolienne a atteint 55 GWh dans le pays, contre 570 GWh/jour en moyenne au cours de l'année 2024.** Il s'agit d'un minimum journalier depuis le 16 novembre 2021 (48 GWh), alors même que le parc solaire et éolien s'est fortement développé (+48 GW) entre ces deux dates, soulignant le caractère exceptionnel du phénomène. La consommation journalière s'est élevée à 1,4 TWh le 12 décembre, dans la moyenne de celles des jours ouvrés de décembre. Dans ce contexte, le prix spot allemand a atteint ce jour-là à 17 h son maximum sur l'année, à 818 €/MWh, et son maximum en moyenne sur la journée, à 395 €/MWh, du fait de la forte sollicitation de la production à partir de gaz (voir aussi le chapitre Prix).

L'Allemagne a également importé le 12 décembre le volume journalier le plus élevé de l'année (325 GWh sur la journée). Ces importations ont concerné toutes les frontières :

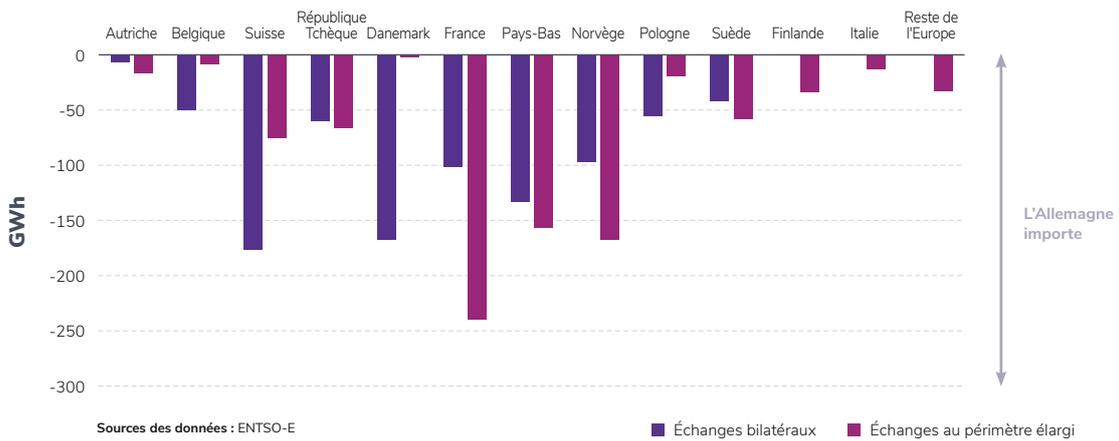
- celles depuis lesquelles l'Allemagne a importé habituellement de l'électricité en 2024, comme la Suisse (solde importateur de 64 GWh le 12 décembre, contre une moyenne au cours des jours ouvrés d'automne de 16 GWh), le Danemark (50 GWh, contre 41 GWh en moyenne), les Pays-Bas (44 GWh, contre 10 GWh en moyenne) ou encore, dans une moindre mesure, la France (37 GWh, contre 34 GWh en moyenne) ;
- celles vers lesquelles elle a habituellement exporté de l'électricité, comme la Pologne (solde importateur de 29 GWh, contre un solde exportateur de 8 GWh en moyenne) ou la République Tchèque (29 GWh, contre 7 GWh exportés en moyenne).

Il est aussi intéressant de regarder les échanges de l'Allemagne au cours de la période du 11 au 13 décembre avec l'approche du «*périmètre européen élargi*» (voir le chapitre Échanges pour plus de détails). Il s'agit de suivre les flux commerciaux d'électricité au-delà des voisins directs de l'Allemagne. Notamment, les exportations nettes de la France vers l'Allemagne entre le 11 et le 13 décembre, avec cette approche (240 GWh totaux), sont largement supérieures aux exportations bilatérales (103 GWh totaux) : c'est le signe qu'une grande partie du volume exporté de la France vers l'Allemagne a traversé des pays tiers, notamment la Suisse et la Belgique. **Avec cette vision élargie, les pays qui ont le plus exporté vers l'Allemagne pendant l'épisode de trois jours de Dunkelflaute de décembre sont la France (240 GWh), la Norvège (168 GWh) et les Pays-Bas (157 GWh).** La Norvège a notamment pu mobiliser ses larges stocks hydrauliques pour répondre aux besoins accrus d'importations de l'Allemagne.

Ailleurs en Europe, le phénomène a été également très marqué en Belgique, aux Pays-Bas et au Danemark, où la production éolienne entre le 11 et 13 décembre a été environ dix fois inférieure à celle des autres jours de décembre, et moins marqué en Norvège et en Pologne (production environ 2 à 5 fois inférieure). La France a aussi été caractérisée par une production éolienne faible au cours de ces trois jours, et par une consommation élevée du fait de températures inférieures aux normales de saison. Dans ce contexte, la France a connu une sollicitation accrue de la production nucléaire, des stocks hydrauliques et, dans une moindre mesure, des moyens de production thermique. Le prix

FOCUS

Figure 6.12 : Échanges nets entre l'Allemagne et les autres pays européens au cours de la période du 11 au 13 décembre 2024



français a augmenté, mais bien moins que le prix allemand, atteignant 173 €/MWh en moyenne journalière le 12 décembre et 177 €/MWh le jour suivant, où la production éolienne et solaire française était encore plus faible (69 GWh contre 107 GWh le 12 décembre, alors que le minimum de l'année 2024 s'est élevé à 54 GWh, le 9 novembre).

Pour comparaison, le prix français a aussi pu atteindre des niveaux élevés en 2024 hors périodes de très faible production renouvelable en Allemagne, comme le 4 décembre, à 145 €/MWh, sous l'effet des températures basses qui ont entraîné une augmentation de la consommation, et d'une production renouvelable relativement faible en France. Par ailleurs, la production française à partir de gaz (186 et 188 GWh les 12 et 13 décembre) a également été plus élevée à d'autres moments de l'année, comme du 9 au 12 janvier, pendant les jours

les plus froids de l'année, où elle a dépassé les 200 GWh par jour. Rappelons que malgré quelques jours de sollicitation élevée des unités thermiques, la production à partir de gaz à l'échelle annuelle a continué de baisser pour atteindre en 2024 son niveau minimum depuis 2014.

En Allemagne, l'épisode de *Dunkelflaute* de décembre a été le plus marquant de 2024 en raison de sa durée et de son effet sur le prix. Il ne s'agit pas d'un phénomène nouveau : en considérant une définition (arbitraire) fondée sur la combinaison d'un facteur de charge éolien et d'un facteur de charge solaire inférieurs au 2^e décile en même temps¹⁸, des épisodes dont la durée est limitée à deux jours sont survenus 10 fois depuis 2016 en Allemagne. Ceux de durée plus longue sont plus rares : depuis 2016, il y a eu 6 épisodes de trois jours et seulement 1 épisode de quatre jours, en 2022.

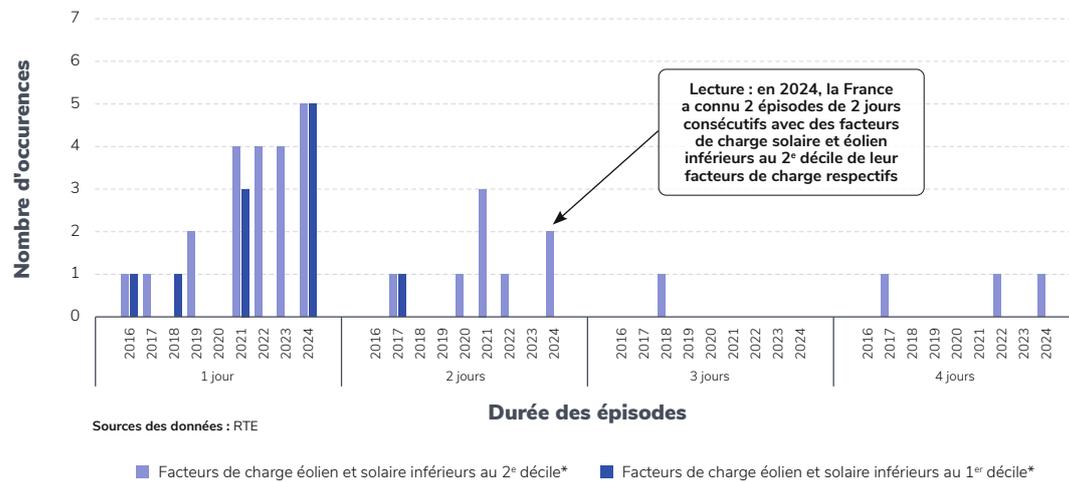
18. Le 2^e décile représente la valeur en deçà de laquelle se trouvent 20 % des facteurs de charge moyens journaliers observés entre 2016 à 2024, pour chaque filière et chaque pays. Pendant les trois jours du 11 au 13 décembre en Allemagne, le facteur de charge solaire s'est situé en deçà du 2^e décile des facteurs de charge solaire, de même pour l'éolien. Les déciles concernant les facteurs de charge moyens journaliers sont :

	Allemagne		France	
	Solaire	Éolien	Solaire	Éolien
1 ^{er} décile	1,9 %	6,0 %	5,1 %	6,9 %
2 ^e décile	3,1 %	8,7 %	7,1 %	9,6 %



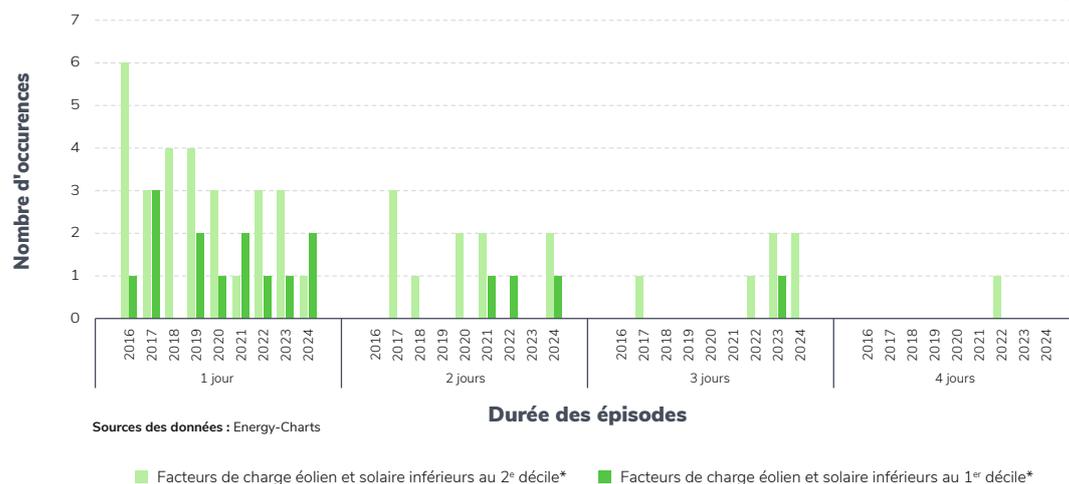
FOCUS

Figure 6.13 : Nombre d'occurrences d'épisodes de faible production éolienne et solaire, en France, par an, en fonction de la durée



* Situations où les facteurs de charge moyens journaliers éolien et solaire sont simultanément dans les 10 % (1^{er} décile) ou 20 % (2^e décile) des valeurs quotidiennes les plus faibles observées pour leur filière entre 2016 à 2024 en France.

Figure 6.14 : Nombre d'occurrences d'épisodes de faible production éolienne et solaire, en Allemagne, en fonction de la durée



* Situations où les facteurs de charge moyens journaliers éolien et solaire sont simultanément dans les 10 % (1^{er} décile) ou 20 % (2^e décile) des valeurs quotidiennes les plus faibles observées pour leur filière entre 2016 à 2024 en Allemagne.

Les épisodes avec des facteurs de charge faibles sont moins nombreux en France : au cours de la même période, il y a eu 8 épisodes de deux jours, 1 épisode de trois jours et 3 épisodes de quatre

jours avec des facteurs de charge inférieurs au 2^e décile, soit, depuis 2016, 12 épisodes de deux jours ou plus, contre 17 en Allemagne. Ils sont également moins intenses, la France



FOCUS

Figure 6.15 : Production journalière d'électricité en Allemagne, par filière

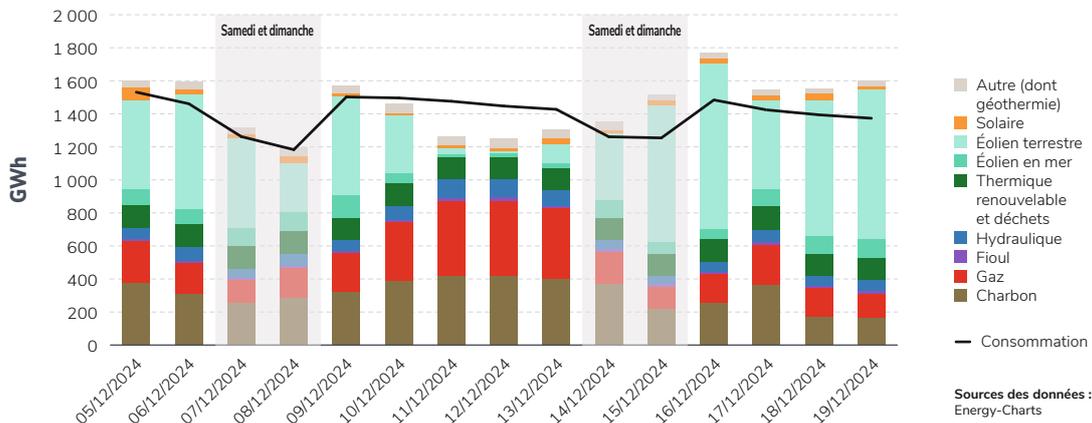


Figure 6.16 : Production journalière d'électricité en France, par filière

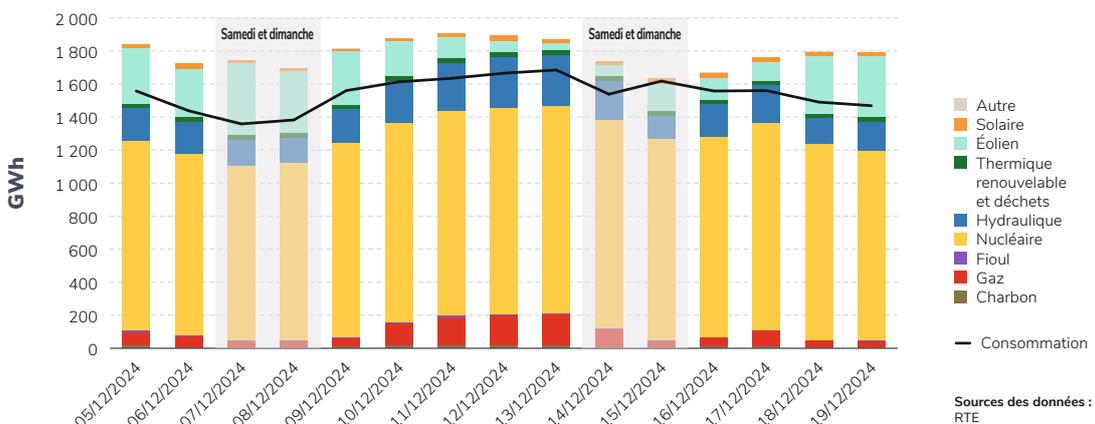
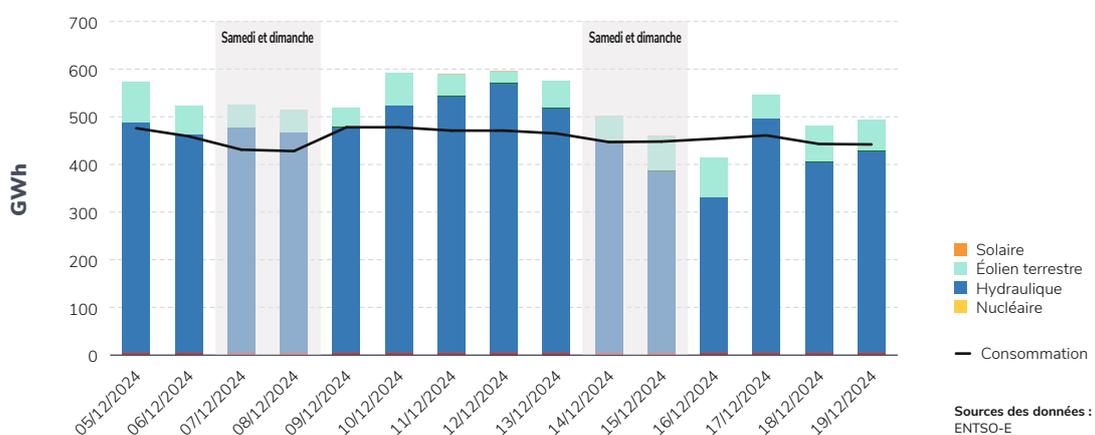


Figure 6.17 : Production journalière d'électricité en Norvège, par filière



FOCUS

Figure 6.18 : Échanges commerciaux entre l'Allemagne et ses voisins

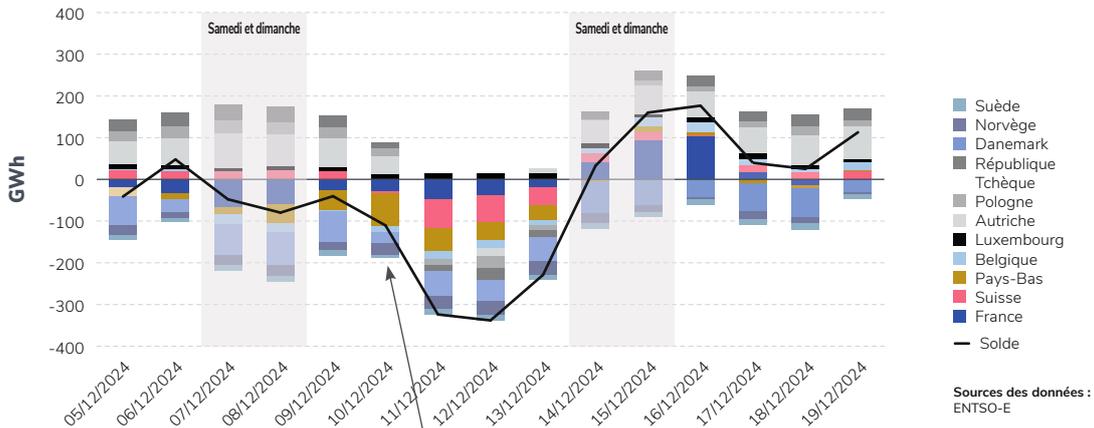


Figure 6.19 : Échanges commerciaux entre l'Allemagne et les autres pays européens (au « périmètre élargi »)

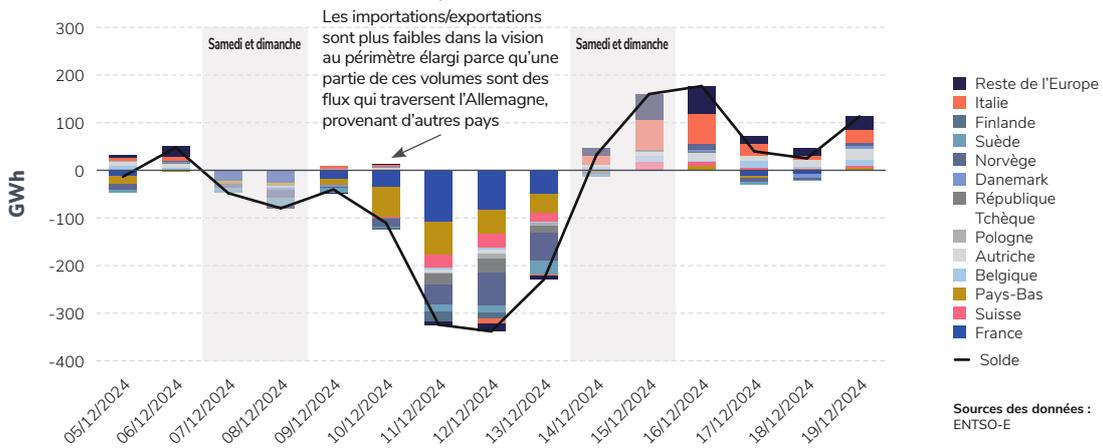
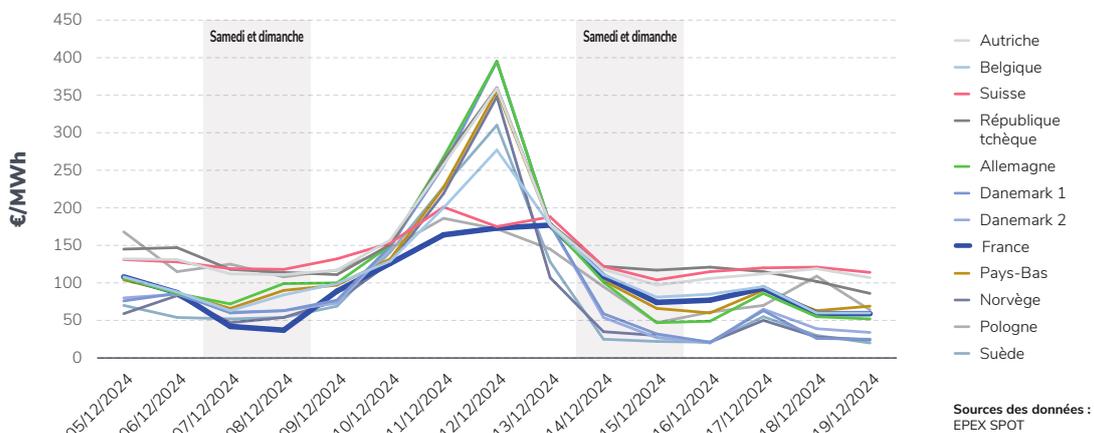


Figure 6.20 : Prix spot journaliers moyens en Allemagne et dans les pays voisins





FOCUS

ayant connu un seul épisode de deux jours ou plus avec des facteurs de charge en dessous du 1^{er} décile (en 2017), alors que l'Allemagne en a connu quatre au cours de la même période.

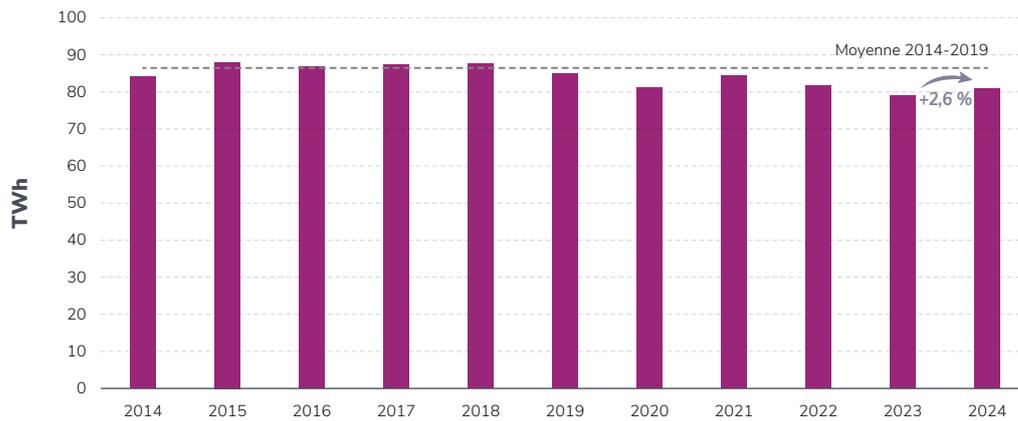
Le phénomène de *Dunkelflaute* est en général régional, et s'atténue à mesure que le territoire considéré est grand. À l'échelle de l'Union européenne, même si les régimes de vent et l'ensoleillement sont partiellement corrélés, les facteurs de charge moyens pour tout le parc ne restent pas très faibles sur une longue durée.

Les épisodes de concomitance d'une faible production éolienne et solaire ne sont pas nouveaux, bien que peu fréquents ; par ailleurs, ils sont

intégrés dans les scénarios météorologiques utilisés pour évaluer la sécurité d'approvisionnement électrique des différents pays, comme c'est le cas des analyses de « Passage de l'hiver » et du Bilan prévisionnel de RTE, qui inclut également des stress-test spécifiques. L'augmentation de la part des renouvelables variables dans le mix électrique français et européen présente tout de même des enjeux pour l'exploitation du système et du réseau. Le développement des flexibilités de la consommation (voir le chapitre Flexibilités) pourra notamment permettre de tirer pleinement profit de la production décarbonée lorsqu'elle est abondante et contribuer à réduire la consommation lors des moments de faible production.

Les importations décarbonées ont permis à la Belgique de réduire sa production fossile en 2024

Figure 6.21 : Évolution de la consommation non corrigée d'électricité en Belgique



Sources des données : ENTSO-E

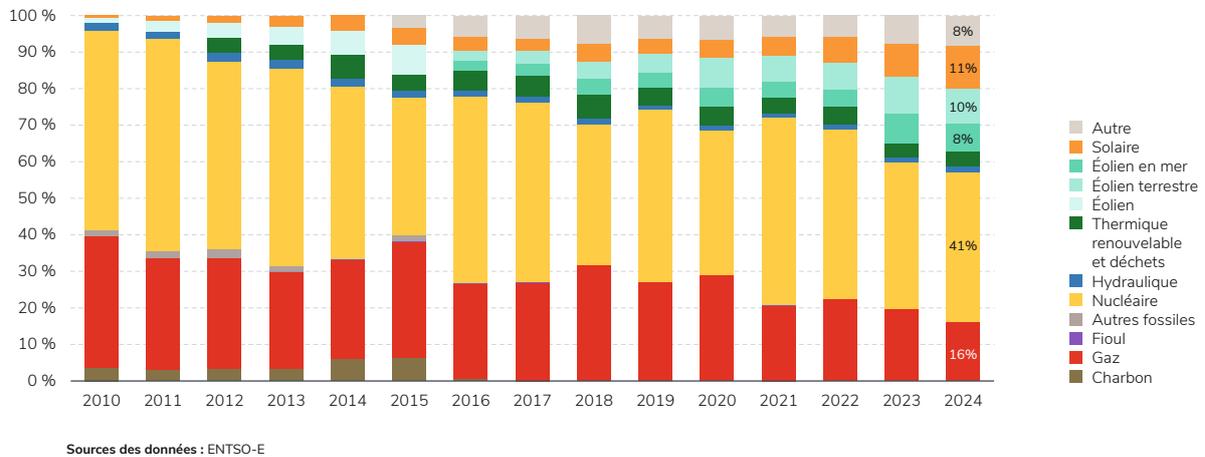
La consommation d'électricité de la Belgique a augmenté de 2,6 % en 2024 par rapport à 2023, pour atteindre 81 TWh, sous l'effet d'un contexte macroéconomique légèrement plus favorable¹⁹. Comme en France et dans la plupart des autres pays européens, la consommation avait atteint en 2023 son niveau le plus faible des dernières années, à 79 TWh. En 2024, elle reste faible par rapport aux années avant-crise, et par rapport à l'année 2021 (reprise post-Covid). C'est un niveau proche de celui de 2020, qui avait été caractérisé par une consommation particulièrement faible au printemps pendant le premier confinement, puis plus élevée pendant le reste de l'année ; la consommation de 2024 a été plus élevée qu'en 2020 au printemps (mars, avril et mai), mais plus faible pendant le reste de l'année. Selon le communiqué du gestionnaire de réseau belge concernant le bilan 2024, la consommation faible reflète une situation temporaire : la consommation pourrait connaître une augmentation importante dans les années à venir en conséquence de l'électrification des usages, allant jusqu'à doubler d'ici 2050²⁰.

Fait marquant, la production d'électricité a baissé de 7,4 % (soit 5,8 TWh) entre 2023 et 2024 pour atteindre 72,2 TWh, malgré l'augmentation de la consommation. En effet, **l'augmentation des importations, en particulier depuis la France (voir plus loin), a permis de réduire la sollicitation des moyens thermiques : la baisse de production a concerné essentiellement le gaz, avec 4 TWh en moins (-25 %), et dont la part dans le mix est passée de 20 % à 16 %**. La production éolienne a également diminué, de 1,6 TWh, du fait des conditions météorologiques peu favorables, mais elle a tout de même représenté 18 % de la production, comme en 2023. La production solaire a augmenté de 1,1 TWh grâce au développement du parc, pour atteindre 11 % du mix. La production des autres filières n'a que peu varié entre 2023 et 2024. Notamment, la production nucléaire est restée stable, représentant 41 % du mix de production. Après les fermetures des centrales nucléaires de Doel-3 en 2022 et de Tihange-2 en 2023, le parc nucléaire belge n'a pas évolué en

19. Par exemple, l'inflation a été de 3,1 % en 2024 contre 4,1 % en 2023 et 9,6 % en 2022 (source : Bureau fédéral du Plan)

20. Elia, [communiqué de presse](#), 2025

Figure 6.22 : Évolution du mix électrique belge entre 2010 et 2024



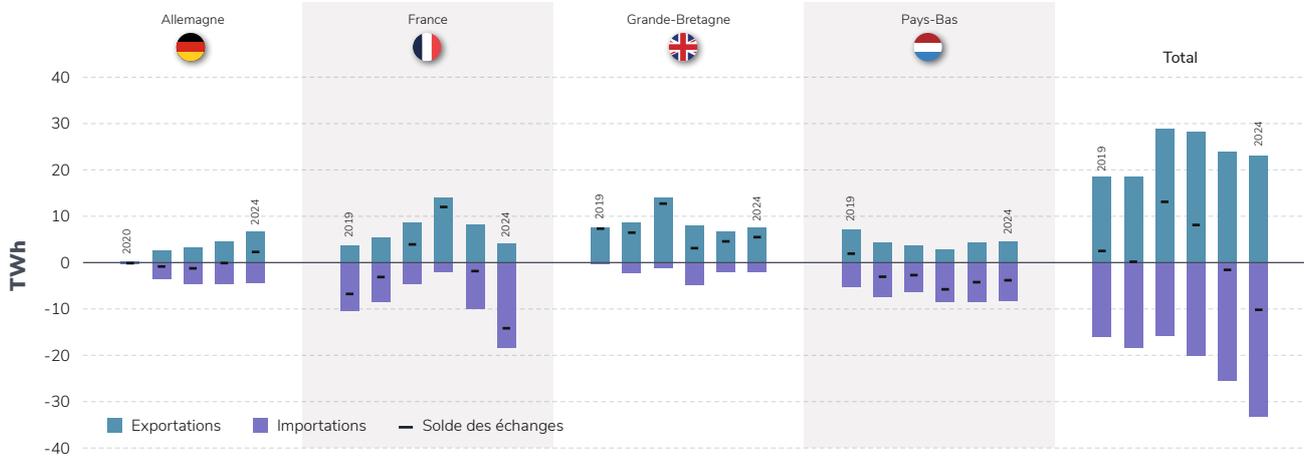
2024. L'année 2025 devrait voir la fermeture échelonnée des réacteurs Doel-1 (février), Tihange-1 (octobre) et Doel-2 (décembre). Ces réacteurs ont produit 10,3 TWh en 2024, soit 14,3 % de la production totale. Les deux autres réacteurs en activité (Tihange-3 et Doel-4) devaient initialement également fermer en 2025, mais un projet de prolongation jusqu'en 2035 est en cours. **Structurellement, comme dans les autres pays européens, la production fossile a fortement diminué au cours des dernières années, passant de 33 % du mix en 2014 à 16 % en 2024, au profit de la production renouvelable, dont la représentation dans le mix est passée de 11 à 29 % sur la même période.**

Le système électrique belge étant relativement « petit » par rapport à celui de la France, de l'Allemagne ou de la Grande-Bretagne voisines, il est habituel que le volume de production varie de manière significative d'une année sur l'autre, en fonction des échanges d'électricité avec les autres pays. Au cours de la période 2010-2024, la variation entre la production annuelle minimale (2015) et la production annuelle maximale (2021) a été de 28 TWh, un volume qui est équivalent à environ 40 % de la production de 2024. Au cours de la même période, la variation entre le plus faible volume de production annuel et le plus élevé a été de 104 TWh pour la France, ce qui représente 24 % de la production de 2024. Il s'agit donc pour

la France d'une variation moins significative en proportion, malgré la baisse historique de la production en 2022 sous l'effet de la crise touchant le nucléaire et l'hydraulique. Par ailleurs, en 2024, les volumes exportés par la Belgique ont représenté 32 % de la production, contre 20 % pour la France, alors que la France a atteint en 2024 un record historique d'exportation.

Le volume d'importations a atteint 33 TWh en 2024, un record pour la Belgique, qui n'est pas un pays structurellement importateur (notamment, entre 2020 et 2022, le solde avait été exportateur). En analysant les échanges par frontière, la principale évolution par rapport à l'année précédente concerne le solde des échanges avec la France, devenu très importateur en 2024. Notamment, le volume net importé par la Belgique depuis la France équivaut à près de 18 % de la consommation belge, alors que le solde entre ces deux pays était presque à l'équilibre en 2023. Depuis 2020, le solde de la Belgique vis-à-vis de l'Allemagne est devenu progressivement exportateur. Les échanges avec la Grande-Bretagne et les Pays-Bas ont peu évolué au fil des années. La Grande-Bretagne est structurellement importatrice de tous les pays du continent européen, dont la Belgique, en raison de prix plus élevés que sur le continent ; à l'inverse la Belgique est importatrice depuis les Pays-Bas depuis 2020. L'évolution des échanges est influencée par l'installation relativement récente de capacités

Figure 6.23 : Échanges commerciaux entre la Belgique et les pays voisins



Sources des données : Elia, la première interconnexion Belgique/Allemagne date de 2020

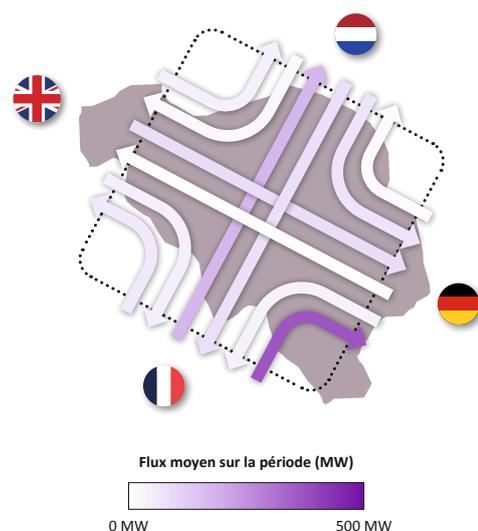
d'interconnexions aux frontières belges. Ainsi la capacité d'échange avec la France a été doublée en 2022²¹, la première interconnexion avec l'Allemagne date de 2020²² et celle avec la Grande-Bretagne de 2019.

Vu sa position géographique, une partie des échanges de la Belgique sont imputables à des « flux traversants », allant d'un pays voisin à un autre pays voisin. Notamment, la majeure partie des exportations sur la frontière allemande en 2024 est due à des échanges traversants depuis la France, c'est-à-dire à des importations depuis la France qui sont simultanément réexportées vers l'Allemagne. D'autres flux traversent la Belgique en direction des Pays-Bas. En 2024, le volume des flux traversants allant de la France vers les Pays-Bas et l'Allemagne a représenté 4,7 TWh au total, soit 20 % des exportations de la Belgique.

L'augmentation de la part de la production renouvelable engendre les mêmes enjeux en Belgique qu'en France et dans d'autres pays en ce qui concerne l'exploitation du système électrique, notamment du point de vue des besoins de développement des flexibilités, ce qui est visible dans l'augmentation des épisodes de prix négatifs

(cf. partie Prix). Par exemple, dans ses perspectives pour l'été 2024, le gestionnaire de réseau belge Elia anticipait un risque de déséquilibre offre-demande causé par une faible consommation dans un contexte de forte production solaire et de

Figure 6.24 : Échanges traversants la Belgique en 2024



21. Ouest France, [La France et la Belgique pourront s'échanger plus d'électricité dès cet hiver](#), 2022.

22. RTBF, [Interconnexions des réseaux électriques](#), 2020.

disponibilité élevée du parc nucléaire, ce qui aurait nécessité de fortes exportations pour retrouver l'équilibre²³. Les craintes ne se sont finalement pas matérialisées, et à l'automne Elia a constaté l'absence de problèmes, grâce au bon fonctionnement des marchés, à une consommation en hausse, ainsi

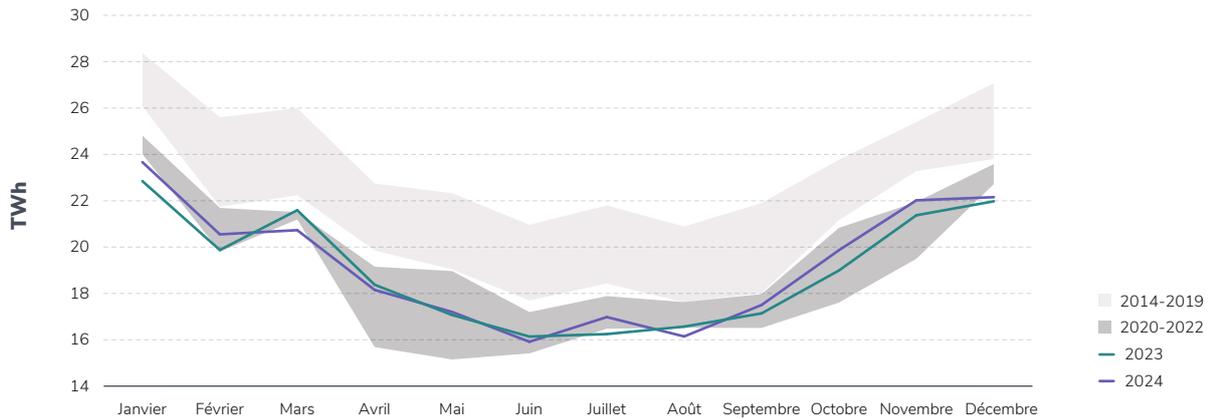
qu'à une production solaire plus faible que prévu à cause d'une météo « maussade ». Le gestionnaire de réseau indique travailler à des mesures pour développer davantage la flexibilité dans le marché, pour les étés à venir²⁴.

23. Elia, [Summer Outlook](#), 2024

24. Elia, [Mesures d'urgence sur le réseau électrique belge évitées pendant l'été grâce au comportement adapté des acteurs de marché, aux conditions météo et à la consommation en hausse](#), 2024

La Grande-Bretagne a achevé sa sortie de la filière charbon en 2024

Figure 6.25 : Consommation non corrigée d'électricité mensuelle en Grande-Bretagne de 2010 à 2024

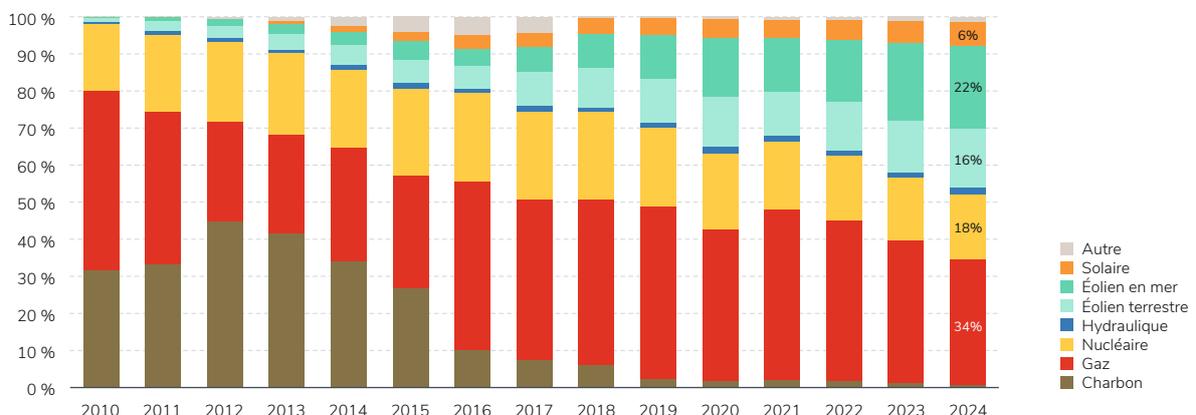


Sources des données : National Grid

La consommation d'électricité a légèrement augmenté en Grande-Bretagne, atteignant 231 TWh en 2024 (+1 % par rapport à 2023). Cette augmentation a été notamment portée par les secteurs résidentiel

et tertiaire, sous l'effet de l'amélioration du contexte économique, alors que le secteur industriel a affiché une diminution de consommation au cours du deuxième et troisième trimestres^{25,26,27}.

Figure 6.26 : Évolution du mix électrique britannique entre 2010 et 2024



Sources des données : National Grid

²⁵. Department for Energy Security and Net Zero, [UK Energy Trends](#), Q1 2024

²⁶. Department for Energy Security and Net Zero, [UK Energy Trends](#), Q2 2024

²⁷. Department for Energy Security and Net Zero, [UK Energy Trends](#), Q3 2024

La production électrique britannique a baissé de 4,3 % en 2024 par rapport à 2023, s'élevant à 215 TWh. Cette diminution est liée à l'augmentation des importations (cf. ci-après).

L'évolution du mix électrique a prolongé la tendance des années précédentes : la part de la production fossile a continué de diminuer, compensée par l'augmentation de la production des filières renouvelables. Si la Grande-Bretagne connaît une augmentation tendancielle de ses importations ces dernières années, notamment grâce au développement des capacités d'échanges, ces importations ont connu une nette progression en 2024 (voir figure 6.28), qui a également permis de réduire la sollicitation de moyens de production fossiles au coût marginal élevé.

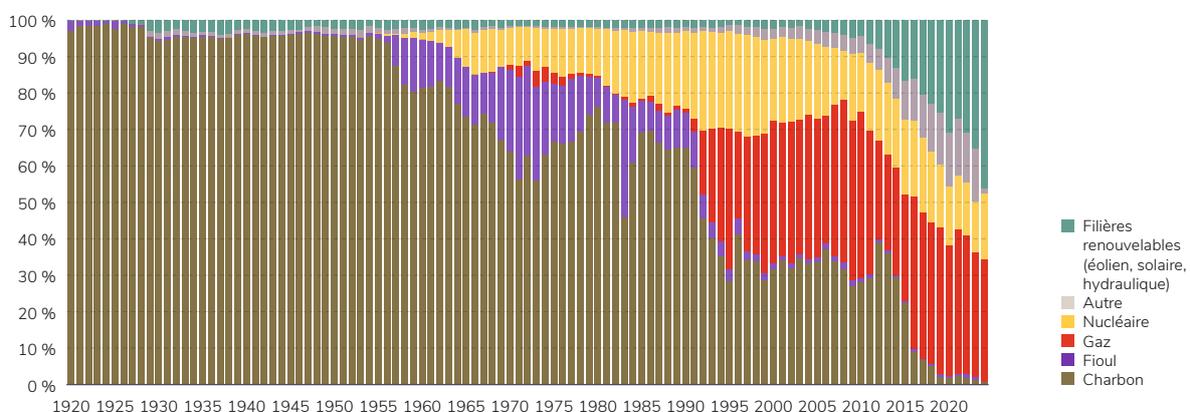
Le 30 septembre, la dernière centrale à charbon encore en activité en Grande-Bretagne à Ratcliffe-on-Soar a été définitivement arrêtée, marquant la fin de la production de cette filière dans le pays. Le charbon a représenté presque 100 % du mix électrique de la Grande-Bretagne jusqu'au milieu des années 1950, et plus du quart du mix jusqu'en 2015. C'était en Grande-Bretagne également que la première centrale à charbon, d'une puissance de 93 kW, a été mise en service

en 1882, à Londres²⁸. En 2024, Ratcliffe-on-Soar a encore produit 1,6 TWh, soit 0,7 % du mix. Pour comparaison, en France, les deux centrales encore en activité ont constitué moins de 0,2 % du mix de production en 2024 (0,7 TWh).

L'électricité produite par les centrales à gaz (73 TWh) a fortement diminué en 2024 par rapport à l'année précédente (86 TWh), passant de 38 % à 34 % du mix. Cette filière, qui a connu un développement à partir des années 1990 pour se substituer au charbon, est désormais moins sollicitée grâce au développement du solaire et de l'éolien.

La production éolienne est celle qui a été caractérisée par la plus forte hausse de production entre 2023 et 2024, passant de 79 à 82 TWh (35 % à 38 % du mix), devenant la première filière de production devant le gaz. 640 MW de capacité éolienne terrestre et 55 MW de capacité éolienne en mer ont été installés au cours des 9 premiers mois de l'année 2024 pour porter le parc éolien total à 16,1 GW d'éolien terrestre et 14,8 GW d'éolien en mer à fin septembre. Même si le solaire constitue en Grande-Bretagne une moindre priorité de développement que l'éolien, la production a continué de se développer, atteignant 14 TWh en

Figure 6.27 : Part du charbon dans le mix électrique de la Grande-Bretagne entre 1920 et 2024



Sources des données : Department for Energy Security and Net Zero, National Grid

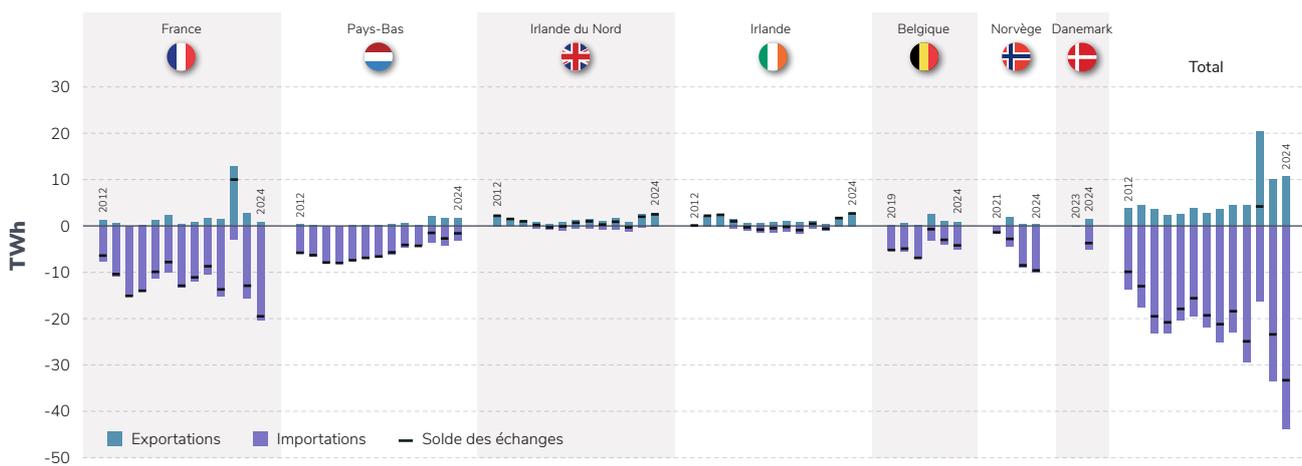
28. National Grid, [The history of energy in the UK](#), 2024

2024. Sa part dans le mix est ainsi passée de 6 % à 6,5 %. La Grande-Bretagne a installé 1,2 GW de solaire photovoltaïque à septembre 2024 pour porter le parc à 17,4 GW.

La Grande-Bretagne est caractérisée par des prix structurellement plus élevés que ceux des pays voisins, ce qui rend le pays structurellement importateur. En 2024, le solde net annuel, importateur, a augmenté de 42 % par rapport à l'année précédente pour atteindre 33 TWh, ce qui correspond à 14 % de la consommation. La répartition par frontière est restée similaire à celle de 2023, avec

des niveaux différents. Ainsi les soldes nets importateurs depuis les pays interconnectés aux mix les moins carbonés et moins coûteux que sont la France, la Norvège et le Danemark ont atteint leurs niveaux les plus élevés, respectivement 19,5 TWh, 9,6 TWh, et 3,7 TWh. Le Royaume-Uni a développé ses interconnexions ces dernières années, celles avec la Norvège et le Danemark étant opérationnelles depuis 2021 et 2023. Une augmentation de capacité de 800 à 1 400 MW de l'interconnexion avec le Danemark, Viking Link, est prévue en 2025 grâce à l'adaptation du réseau danois.

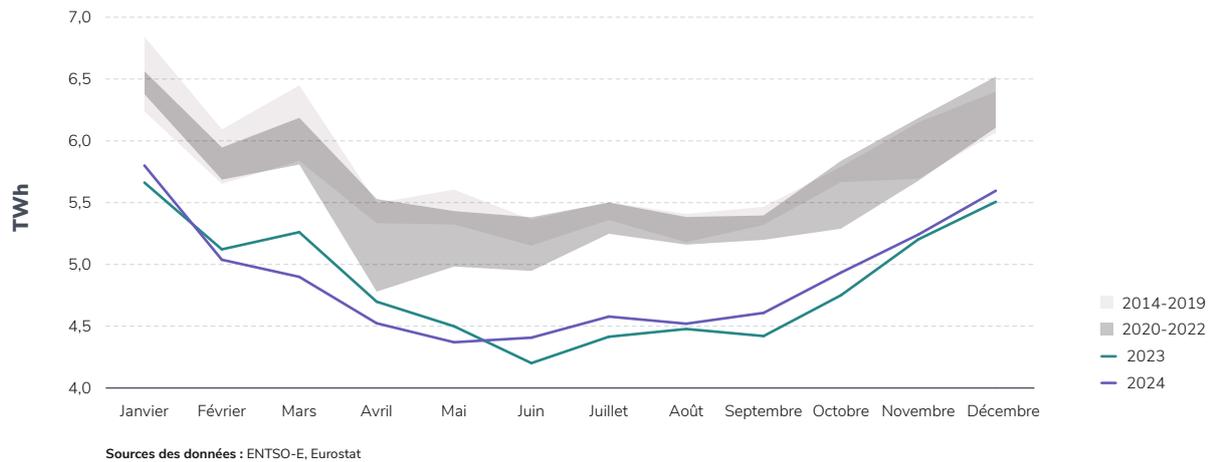
Figure 6.28 : Échanges physiques d'électricité entre la Grande-Bretagne et ses voisins



Sources des données : National Grid

L'Autriche a connu un bond de sa production solaire en 2024

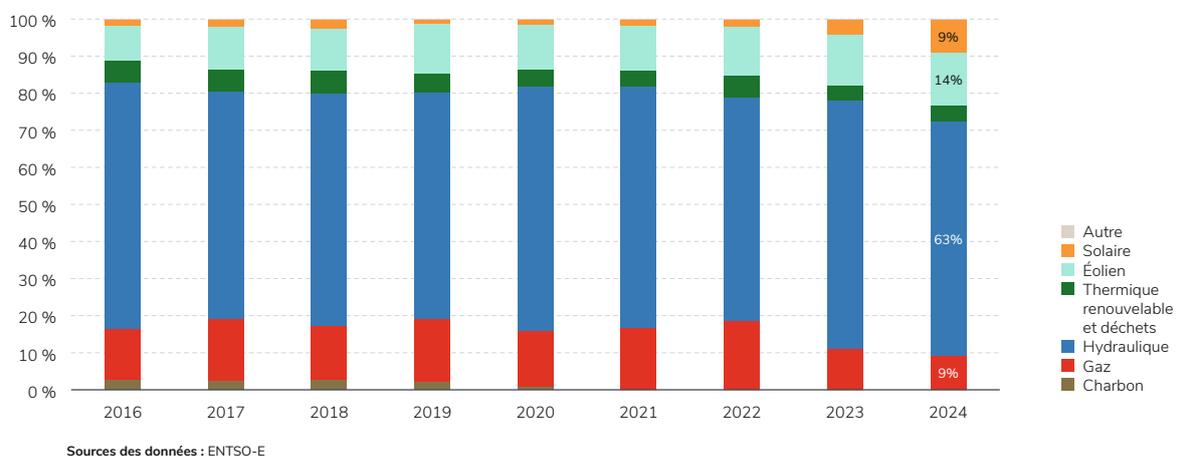
Figure 6.29 : Consommation mensuelle en Autriche entre 2015 et 2024



À 63,5 TWh, la consommation d'électricité autrichienne est restée relativement stable entre 2023 et 2024 (avec une légère diminution de moins d'un demi-pourcent), restant toujours bien inférieure à celle des années d'avant-crise. Cette relative stabilité masque des variations saisonnières plus importantes. Entre février et mai, la consommation de 2024 s'est

située très en deçà de celle de 2023, du fait notamment des températures élevées, jusqu'à 4,4 °C plus élevées que celles de 2023 en moyenne en février. Au cours des mois suivants, la consommation a en revanche été plus élevée qu'en 2023, entraînée par des prix plus faibles, puis elle est revenue à un niveau quasi identique à celui de 2023 en novembre et décembre.

Figure 6.30 : Évolution du mix électrique autrichien entre 2016 et 2024



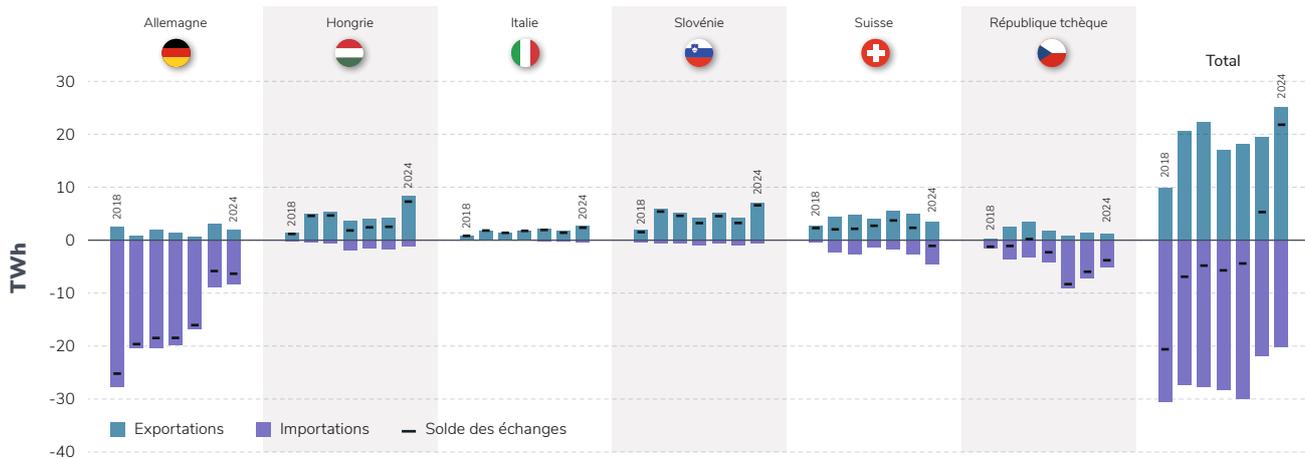
La production autrichienne a augmenté de 11 % entre 2023 et 2024. **La production solaire a connu un bond spectaculaire en 2024, passant de 2,3 TWh et 4 % du mix en 2023 à 5,8 TWh et 9 % du mix en 2024. En effet, 2,6 GW de capacité solaire avaient été installés au cours de l'année 2023, soit une croissance du parc de 68 %. En 2024, même si le rythme d'installation a légèrement ralenti, le parc solaire a poursuivi son développement avec 2 GW installés, portant la capacité installée totale à 8,4 GW²⁹.** La majorité des installations a concerné des panneaux sur toiture plutôt que des centrales photovoltaïques³⁰. Composante majoritaire historique du mix autrichien, la production hydraulique a augmenté de 1,9 TWh en 2024 grâce à une augmentation des précipitations de 10 % ; du fait du développement du solaire, en revanche, sa part dans le mix a baissé de 67 % à 63 %.

Cet élan d'installation de capacités solaires a été impulsé par le vote par le parlement autrichien en juillet 2021 d'une nouvelle loi sur le développement des énergies renouvelables. Celle-ci fixe un objectif de production d'électricité 100 % d'origine renouvelable d'ici 2030, plus ambitieux que l'objectif de l'Allemagne (80 % à l'horizon 2030). L'Autriche dispose

déjà en effet d'un mix de production largement renouvelable grâce à sa production hydraulique. Les nouvelles installations bénéficient d'un mécanisme de *Feed-In Premium*³¹, similaire au complément de rémunération français, notamment pour les installations photovoltaïques de plus de 10 kW. Des aides à l'investissement pour les petites installations, plus élevées si les installations sont équipées de système de stockage, sont également prévues.

Le solde net des échanges d'électricité de l'Autriche a été exportateur en 2024, à hauteur de 5 TWh, ce qui correspond à 8 % de la production. La solde avait été très importateur en 2018, légèrement importateur au cours des années 2019-2022 et était devenu légèrement exportateur en 2023. Deux principaux déterminants sont à l'origine de cette évolution. En premier lieu, le volume net des importations depuis l'Allemagne a fortement diminué ces dernières années, passant de 25 à 6 TWh entre 2018 et 2024. Le fait que l'Autriche soit généralement importatrice depuis l'Allemagne reflète le différentiel de prix entre les deux pays, le prix allemand étant généralement inférieur au prix autrichien. Ce différentiel de prix a cependant diminué en 2024, se situant à 3 €/MWh en 2024, alors

Figure 6.31 : Échanges commerciaux d'électricité entre l'Autriche et ses voisins



Sources des données : ENTSO-E

29. SolarPower Europe, [EU Market Outlook for Solar Power](#), 2025

30. IEA, [National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2023](#), 2024

31. E-Control, [Renewable Energy Expansion Act](#), 2021

qu'il s'était élevé à 10 €/MWh en 2021, 25 €/MWh en 2022 et 7 €/MWh en 2023. La raison de la baisse de l'écart en 2023 puis encore en 2024 est la diminution des prix autrichiens sous l'effet du développement du solaire et de la baisse généralisée des prix en sortie de la crise énergétique. Le deuxième déterminant de l'évolution du solde des échanges autrichiens est l'augmentation considérable du solde exportateur vers la Hongrie en 2024. L'Autriche est généralement exportatrice vers la Hongrie, où les prix de marché sont habituellement plus élevés. La différence de prix entre les deux pays a fortement augmenté en 2024, passant de 4,7 €/MWh en 2023 à 19,3 €/MWh. En particulier, les prix hongrois ont été très haut pendant l'été 2024, pour trois raisons³² :

- une canicule en Europe de l'Est avec des températures dépassant 40 °C pendant plusieurs jours

en Hongrie, ce qui a entraîné une augmentation du pic de consommation estival de près de 1 GW, soit 18 % de la demande ;

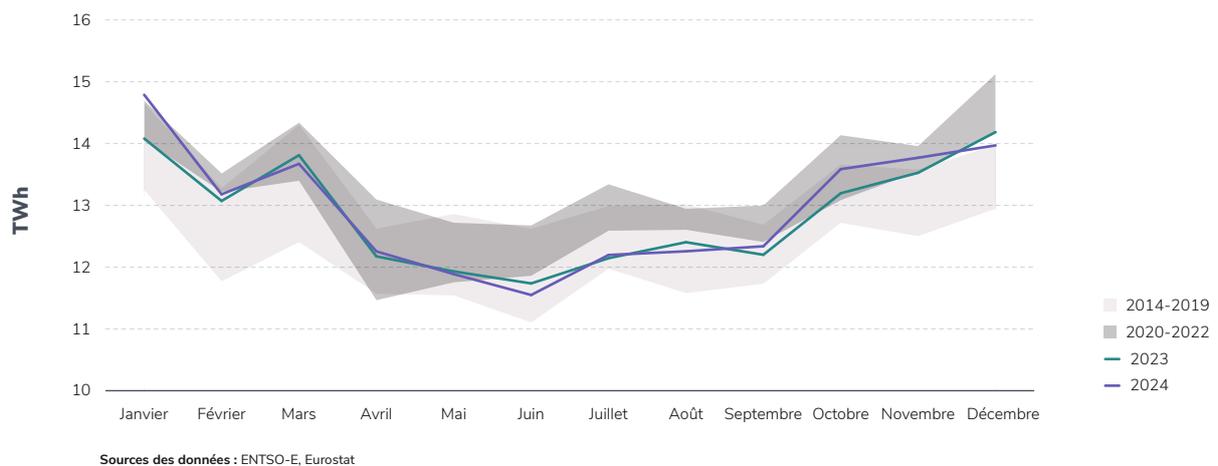
- le retour retardé en disponibilité d'une centrale nucléaire et la diminution de production des centrales à charbon ;
- des contraintes sur les capacités d'importation de la Hongrie.

L'évolution des échanges sur les frontières italienne, slovène et tchèque entre 2023 et 2024 n'est pas significative, le solde net restant exportateur vers l'Italie et la Slovénie et importateur depuis la République Tchèque. La situation s'est en revanche inversée vis-à-vis de la Suisse en 2024. Le solde net des échanges était légèrement exportateur en 2023, à hauteur de 2,3 TWh, puis est devenu importateur à hauteur de 1,1 TWh en 2024.

32. Balkan Green Energy News, [What is behind electricity price spike in SEE: grid issues, and something more](#), 2024

En Pologne, la baisse de la production à partir de charbon, historiquement majoritaire, se poursuit

Figure 6.32 : Consommation mensuelle en Pologne entre 2015 et 2024



La consommation d'électricité a légèrement augmenté en 2024 en Pologne pour atteindre 155 TWh, soit 1 TWh de plus qu'en 2023 (+0,7 %). Comme dans les autres pays européens, elle reste toutefois à un niveau inférieur à celui des années précédentes les crises sanitaire et énergétique. Le 9 janvier 2024 à 9 h du matin, la Pologne a connu une pointe de consommation historique s'élevant à 28,4 GW, en raison d'une vague de froid pendant laquelle la température a atteint 20 °C³³. La consommation d'électricité polonaise présente une légère thermosensibilité (voir fig. 2), ce qui fait que la consommation du mois de janvier a été supérieure à l'enveloppe des mois de janvier des années précédentes depuis 2015.

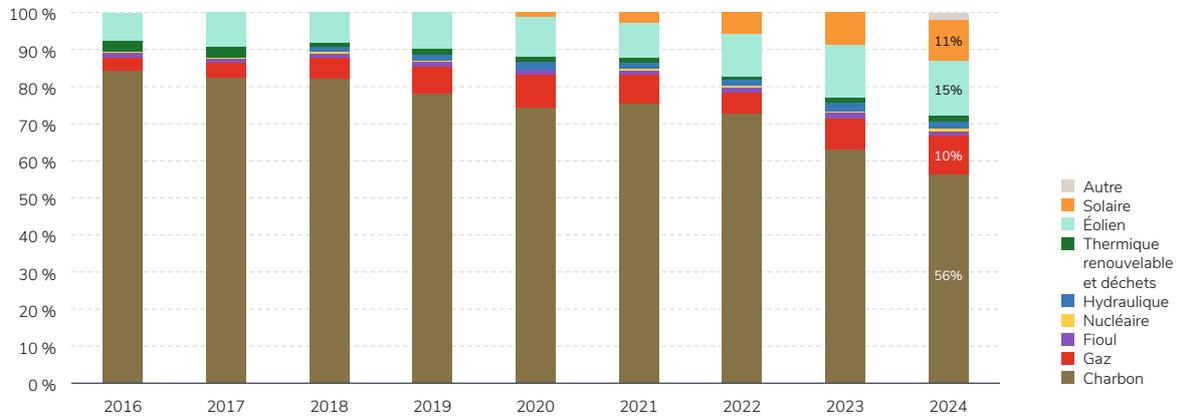
La production a augmenté de 5 TWh en 2024 pour atteindre 158 TWh (+3 % par rapport à 2023). **Malgré une présence encore forte de la filière charbon dans le mix de production (56 % en 2024,**

89 TWh), la production d'électricité en Pologne suit une trajectoire de décarbonation marquée : en 2016, la filière représentait encore 84 % du mix. Depuis, les parcs éoliens et solaires se sont développés et ont désormais représenté 26 % de la production en 2024, soit 41 TWh. En particulier, la filière solaire est passée rapidement d'une production encore anecdotique en 2019 à 11 % de la production en 2024 (17 TWh). Dans son plan national pour l'énergie et le climat soumis à la Commission Européenne en 2019, la Pologne avait affiché un objectif de 32 % d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2030³⁴. Cet objectif a été porté à 56 % dans une nouvelle version du plan en cours de validation. L'installation de nouvelles capacités est assurée par des enchères, dont le fonctionnement est similaire à celui du complément de rémunération français, conduites chaque année. Une règle instaurée en 2016, imposant une distance minimale de 2 000 m entre les installations éoliennes et les

33. Warsaw Business Journal, [Historic power demand in Poland recorded on January 9, 2024](#)

34. Ministère du Climat et de l'Environnement, [National Energy and Climate Plans, 2021](#)

Figure 6.33 : Évolution du mix électrique polonais entre 2010 et 2024



Sources des données : ENTSO-E

habitations, a par le passé limité la participation des projets éoliens à ces enchères, favorisant les projets photovoltaïques. Cette distance a été abaissée à 700 m en 2023, et un projet de loi propose de l'abaisser encore à 500 m.

Par ailleurs, la Pologne prévoit d'installer de 6 à 9 GW de capacité nucléaire dans les 20 prochaines années. L'entreprise américaine Westinghouse a été sélectionnée pour construire le premier réacteur, dont la construction devrait débuter en 2026.

Le profil général des échanges de la Pologne a fortement varié ces dernières années. D'un profil importateur record en 2020, le pays est devenu exportateur net en 2022, avant de redevenir

importateur en 2023 et 2024. Le solde s'est élevé à 2,5 TWh d'importations en 2024, un volume relativement faible comparé à la consommation du pays (1,6 % de la consommation). La Pologne a toujours nettement importé depuis la Suède (3,3 TWh sur l'année) et peu exporté (0,5 TWh), et au contraire exporté vers la Slovaquie et la Lituanie (solde net de 1 TWh et 3 TWh respectivement). Les importations depuis l'Allemagne (6 TWh) ont représenté presque la moitié des importations totales en 2024, en augmentation par rapport aux années précédentes. Les importations depuis l'Allemagne ont été particulièrement élevées (supérieures à 0,5 TWh/mois) pendant les périodes de forte production renouvelable : en janvier et février (forte production éolienne) et de mai à août (forte production solaire).

En Espagne, les renouvelables sont désormais majoritaires dans le mix de production

La consommation espagnole a augmenté de moins de 1 % entre 2023 et 2024, pour atteindre 249 TWh. Elle a suivi la même dynamique que le reste de l'Europe, avec une inversion de la tendance baissière observée en 2022 et 2023, tout en restant en dessous de la consommation des années précédentes aux crises sanitaire et énergétique.

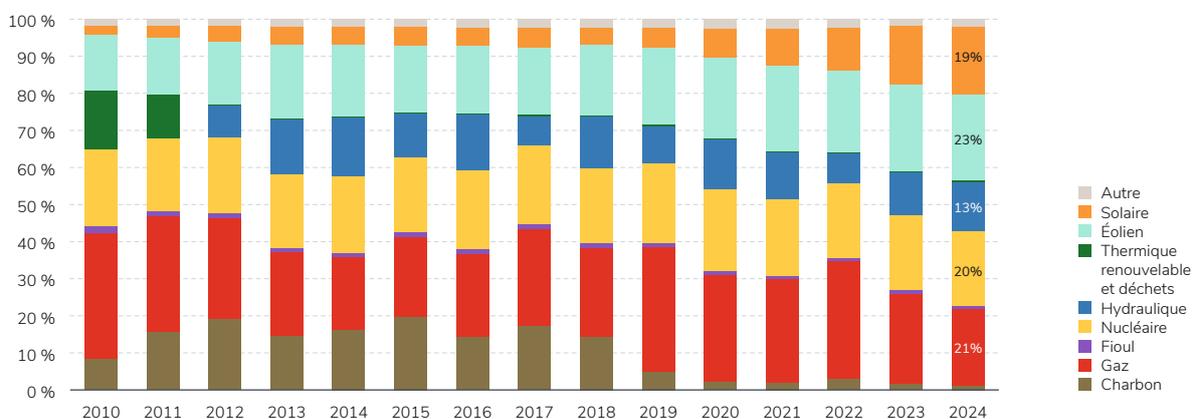
La production électrique totale espagnole est restée particulièrement stable entre 2023 et 2024, à 262 TWh, alors que la production par filière a significativement varié. En effet, la part de la production hydraulique et solaire a augmenté, entraînant une baisse de celle du gaz. La part des autres filières est restée stable.

La production solaire a augmenté de 15 % pour atteindre 49 TWh en 2024, grâce à 6 GW installés en 2023, et 9 GW installés en 2024 pour porter le parc total à 38 GW. Sa part dans le mix espagnol a atteint 19 %, doublant ainsi en quatre ans. La filière hydraulique a produit 40 TWh, soit 13 % du mix, une première depuis 2016 liée à une forte hausse des précipitations, comme dans le reste de l'Europe. La production éolienne a diminué de 1,8 TWh par rapport à l'année précédente pour

atteindre 60,9 TWh, soit une baisse de 3 %, à cause de conditions météorologiques moins favorables. Les nouvelles capacités installées, 832 MW (ce qui porte le parc à 31,7 GW), n'ont que partiellement compensé les conditions de vent dégradées. Grâce à l'augmentation globale de la production renouvelable, le volume de production à partir de gaz a baissé de 11 TWh (-17 %) entre 2023 et 2024, avec 54 TWh produits en 2024.

Au total, la production décarbonée a dépassé 76 % du mix de production (56 % renouvelable et 20 % nucléaire) contre 71 % en 2023 (51 % renouvelable et 20 % nucléaire). Par ailleurs, au Portugal voisin la part de la production renouvelable a atteint 89 % en 2024. Cette abondance de production décarbonée dans la péninsule (qui peut également être exportée vers la France ou d'autres pays européens via la France) a porté les prix de gros espagnols à des niveaux relativement faibles, comparables avec les prix français (cf. chapitre Prix). En conséquence, les échanges entre l'Espagne et la France ont été bien plus équilibrés que ceux entre la France et ses autres pays voisins, qui ont importé massivement la production française.

Figure 6.34 : Évolution du mix électrique espagnol entre 2010 et 2024



Sources des données : REE

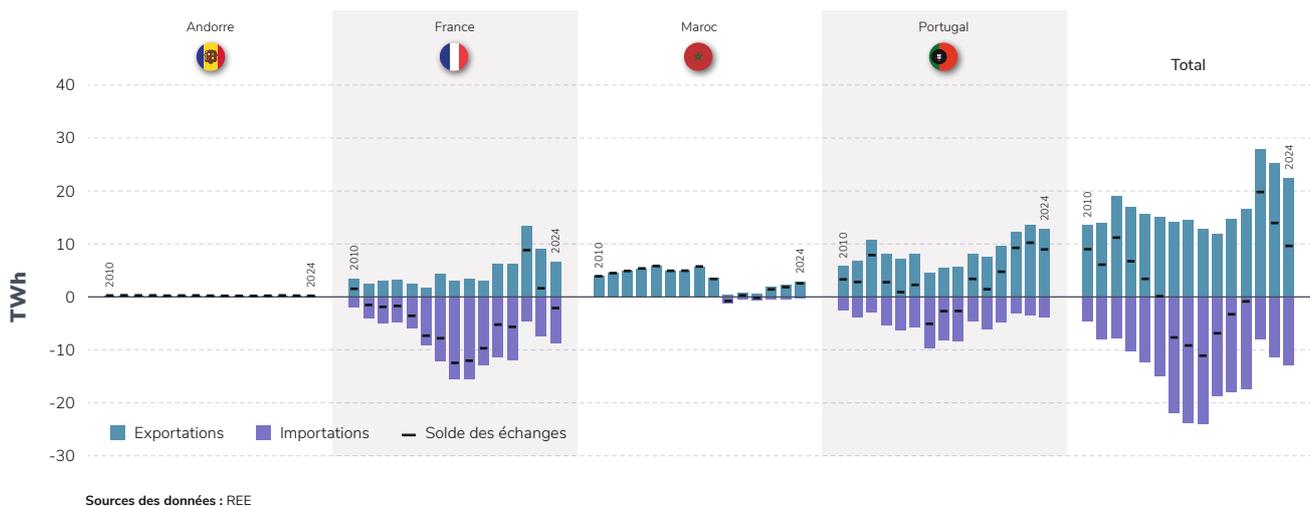
En septembre 2024, le gouvernement espagnol a soumis à la Commission européenne une mise à jour de son Plan National Intégré Energie Climat, accélérant le rythme de transition. Par rapport à la précédente version de 2019 en effet, la part que les énergies renouvelables devront atteindre dans le mix électrique d'ici 2030 passe de 74 % à 81 % (elle reste 100 % à l'horizon 2050). La sortie du charbon devra être effective en 2025, alors que la production à partir de cette ressource a été de 3 TWh pour 1 % du mix en 2024.

Pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique et répondre aux besoins de flexibilités qui en découlent, le PNIEC espagnol prévoit l'atteinte de 22,5 GW de capacité de stockage d'électricité à l'horizon 2030, toutes technologies confondues. L'Espagne compte aujourd'hui environ 8 GW de stockage installé. Un des instruments pour remplir cet objectif consiste en des appels d'offres associés aux projets PERTE³⁵. Via ceux-ci, le Ministère pour la Transition Écologique et le Défi Démographique³⁶ a sélectionné des projets de stockage à hauteur de 904 MW en 2023³⁷ et 690 MW de batteries en 2024³⁸, qui recevront 300 millions d'euros

d'aide au total. Dans le premier cas, il s'agit principalement de batteries pouvant délivrer leur capacité maximale pendant deux à trois heures, couplées à des installations solaires ou éoliennes. Dans le deuxième cas, il s'agit de batteries indépendantes d'environ quatre heures de capacité de stockage. L'installation de ces batteries est prévue pour 2025 et 2026.

Le solde des échanges de l'Espagne est variable selon les années : le pays a connu un solde exportateur au début des années 2010, avant de devenir importateur en 2016 puis de nouveau exportateur à partir de 2022. Le solde est resté exportateur en 2024 à la hauteur de 9,6 TWh, un volume légèrement inférieur à celui de 2023. Notamment, le solde vers la France avait été légèrement exportateur en 2023 (1,9 TWh), alors qu'il est devenu légèrement importateur en 2024 (-2,8 TWh), ce qui explique la majeure partie de la variation. L'Espagne était devenue nettement exportatrice vers la France en 2022 à l'occasion de la crise énergétique, avec 9,1 TWh nets exportés. En effet, la France avait été plus touchée que l'Espagne à cause de la crise de la production nucléaire française qui s'est ajoutée à l'augmentation des prix du gaz et à la sécheresse.

Figure 6.35 : Échanges commerciaux d'électricité entre l'Espagne et ses voisins



35. Proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE)

36. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)

37. Gobierno de España, [Conoce los proyectos financiados en la primera convocatoria para impulsar el almacenamiento conectado con plantas de generación renovable](#), 2024

38. Gobierno de España, [Transición Ecológica asigna 156 millones a 45 proyectos innovadores de almacenamiento independiente y térmico](#), 2024

La flexibilité

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

Introduction

Des besoins en augmentation sous l'effet du développement des énergies renouvelables

Le fonctionnement du système électrique nécessite un équilibre à chaque instant entre production et consommation d'électricité. Le maintien de cet équilibre s'est principalement reposé, jusqu'à présent, sur la flexibilité offerte par les moyens de production pilotables (notamment les unités de production nucléaires, thermiques fossiles et hydrauliques de lac). D'autres leviers comme des adaptations de la consommation ou le recours au stockage contribuent également à assurer l'équilibre entre offre et demande, mais dans une moindre mesure par rapport à la flexibilité de la production. Par ailleurs, les échanges avec les pays voisins, qui permettent d'optimiser le fonctionnement du système électrique à l'échelle européenne en permettant une mutualisation des moyens, constituent également un élément important pour l'équilibrage du système électrique en temps réel.

L'adaptation du profil de consommation au profil de production, ou « flexibilité de la demande », est donc un des leviers existants pour garantir l'équilibre offre-demande, qui devient de plus en plus nécessaire avec la croissance des volumes d'électricité renouvelable fatale (éolienne et solaire) produits. Cependant, il ne s'agit pas d'un concept nouveau : notamment, la diffusion du tarif « heures creuses » à partir des années 1960 a permis de déplacer une partie de la consommation des heures diurnes, où elle est plus élevée, vers les heures nocturnes (où elle est généralement faible) grâce à un

tarif d'électricité plus attractif pour le consommateur. Ce lissage de la demande est très adapté au mix historique français, reposant principalement sur le nucléaire, car d'une part il permet de solliciter moins de moyens de production carbonés, plus coûteux, pendant la journée, d'autre part de réduire la modulation à la baisse du nucléaire pendant la nuit. C'est notamment pour offrir un débouché à l'abondante production nucléaire nocturne que s'est développé l'asservissement des ballons d'eau chaude au signal « heures creuses » au cours des années 1980.

Aujourd'hui, le développement de la production éolienne et solaire entraîne donc une augmentation des besoins de flexibilité, qui peuvent concerner des adaptations « structurelles » du profil de consommation (par exemple pour profiter de l'abondance de production solaire en début d'après-midi), de manière analogue à l'adaptation qui a accompagné le développement du nucléaire. Des adaptations plus ponctuelles existent, ainsi que d'autres leviers comme le développement de solutions de stockage, les batteries pour le très court terme, et le power-to-gas pour le stockage inter-saisonnier.

Il existe en effet **différents types de flexibilités permettant d'adresser des besoins variés.** Il est possible de les classer de manière séquentielle dans le temps, avec un volume d'énergie déplacée qui décroît à l'approche du temps réel :

- **Les flexibilités structurelles et régulières** représentent l'essentiel des besoins de flexibilités, qui sont largement prévisibles longtemps à l'avance

(au regard de la forme naturelle de la courbe de charge, de la production solaire en journée...). L'enjeu réside dans le positionnement des arrêts de moyens de production pilotables par rapport aux périodes de plus faible consommation (en été, le week-end) et dans la modification des courbes de charge de manière structurelle pour positionner la consommation lorsque l'électricité bas-carbone est abondante.

- **Les flexibilités dynamiques** adressent des besoins qui sont prévisibles avec une avance qui va de quelques jours jusqu'à quelques heures (infra-journalier), notamment en réaction aux incertitudes liées aux conditions météorologiques (production éolienne, thermo-sensibilité de la consommation).
- **Les flexibilités d'équilibrage** viennent remédier aux aléas (pannes, incidents) ou aux incertitudes liées à des changements soudains des conditions météorologiques qui représentent un enjeu pour la gestion de l'équilibre entre offre et demande en temps réel ; leur besoin total ne représente pas plus de quelques GW, et n'augmentera que marginalement malgré l'évolution du mix de production.
- **Les flexibilités de sauvegarde** concernent les besoins requis pour faire face aux situations exceptionnelles affectant l'équilibre offre-demande.

La mobilisation de ce type de flexibilité repose actuellement principalement sur le signalement par le dispositif Ecowatt des journées et heures les plus à risque.

Les trois premiers types de flexibilités sont mobilisés tous les jours et peuvent être valorisés dans le cadre du fonctionnement des marchés de gros et d'équilibrage, alors que les flexibilités de sauvegarde répondent à des besoins exceptionnels et ponctuels.

La flexibilité de la demande : un gisement de flexibilité important, mobilisable dès à présent

La flexibilité de la consommation peut répondre aux différents types de besoins de flexibilité. Il est en effet aisé de programmer certaines consommations pour qu'elles aient lieu pendant les heures creuses (voir focus ci-dessous) plusieurs mois voire plusieurs années à l'avance, mais il est également possible d'optimiser le placement de certains usages jusqu'à la veille pour le lendemain, grâce notamment au développement de technologies comme l'internet des objets (IoT).

À long terme, elle représente donc un enjeu primordial dans la gestion d'un mix électrique avec une forte part d'énergies renouvelables. Elle permet d'optimiser

Figure 7.1 : Différents types de flexibilités, en fonction du besoin et de la temporalité

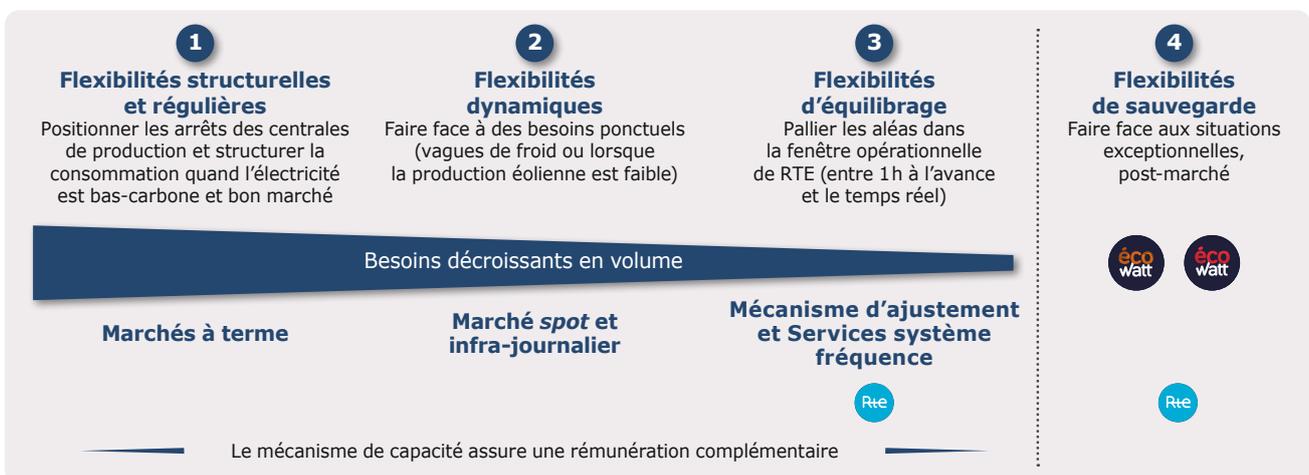
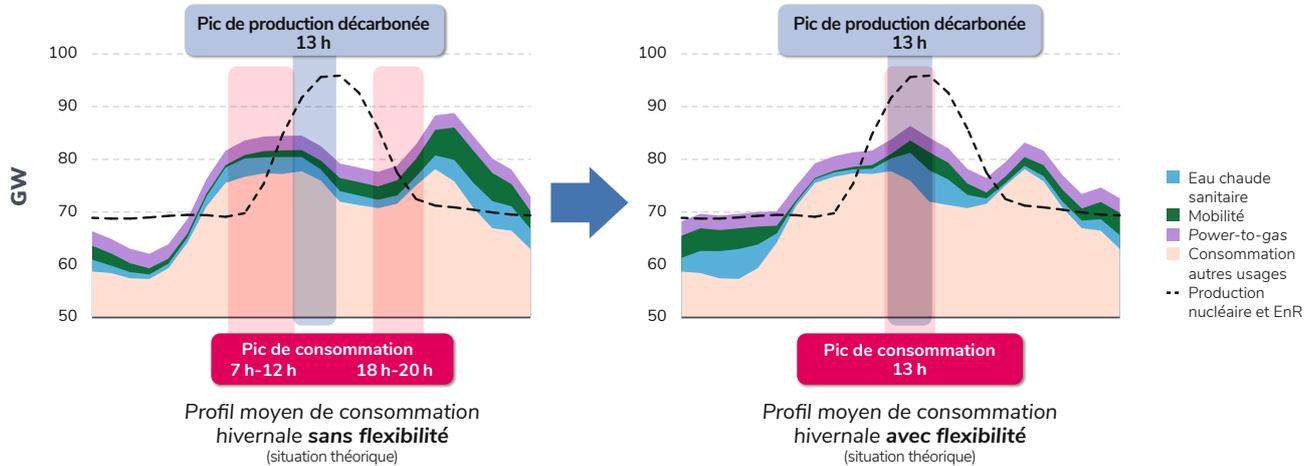


Figure 7.2 : Illustration (prospective) de l'effet des flexibilités sur le placement de la consommation lors des pics de production décarbonée



le fonctionnement du système, en positionnant la consommation lorsque la production décarbonée à faible coût (renouvelable et nucléaire) est abondante, réduisant la consommation pendant les heures où le recours aux unités de production thermiques fossiles, plus coûteuses et polluantes, serait nécessaire.

De plus, la flexibilité de la demande apparaît comme un moyen efficace et relativement peu onéreux, puisqu'il ne nécessite pas, dans de nombreux cas, d'investissements importants et présente des enjeux moindres de consommation de matériaux. Cela représente un avantage par rapport au stockage par batterie, qui peut rendre un service de flexibilité similaire (décaler de quelques heures les profils de production ou de consommation).

Plusieurs usages, que ce soit dans le secteur résidentiel, dans le tertiaire ou dans l'industrie, peuvent être flexibles, et le sont déjà dans de nombreux cas : il s'agit par exemple de l'eau chaude sanitaire, des lave-vaisselle, lave-linge et sèche-linge, du chauffage/climatisation ou de certains procédés industriels. L'électrification de consommations aujourd'hui largement couvertes par des combustibles fossiles (mobilité, procédés

industriels, chauffage) et l'apparition de nouveaux usages (comme les électrolyseurs) présentent un enjeu important en matière de flexibilité du système. En effet, il s'agit de volumes significatifs de consommation additionnelle, mais qui seront au moins en partie pilotables. La mobilité électrique, la production d'hydrogène par électrolyse ou le chauffage électrique dans les bâtiments permettent d'adapter au moins en partie le profil de consommation à la production bas-carbone et aux périodes où les prix de l'électricité sont les plus faibles sur les marchés de gros. En effet, les batteries des véhicules électriques permettent de stocker l'énergie, ce qui permet de décaler la recharge dans une certaine mesure, l'hydrogène est stockable dans des infrastructures adaptées et le chauffage peut être modulé ou décalé en utilisant l'inertie des bâtiments. Ces usages représentent ainsi une opportunité pour flexibiliser le profil de consommation et optimiser le fonctionnement du système.

Un indicateur utile pour analyser les besoins de flexibilité est la courbe de consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation retranchée des productions fatales à coût marginal nul (voir la suite du chapitre).

Q FOCUS

La réforme du placement des heures pleines - heures creuses

La CRE a récemment acté¹ une réforme du placement des heures pleines et heures creuses, qui sera mise en œuvre à partir de novembre 2025 et se poursuivra jusqu'à fin 2027. Elle a pour finalité de mettre en adéquation les plages d'« heures creuses »² avec les besoins du système électrique, notamment du fait du développement de la production solaire.

Le dispositif « heures pleines/heures creuses » (HP/HC) répartit les heures de la journée en deux catégories : 16 heures « pleines » et 8 heures « creuses », permettant aux consommateurs de bénéficier de tarifs réduits pendant les heures creuses.

Actuellement, pour 5,7 des 14,5 millions de clients qui bénéficient de ce tarif, les heures creuses sont placées en partie pendant l'après-midi³ et en partie pendant la nuit⁴. Pour les 8,8 millions de clients restants, les heures creuses sont exclusivement concentrées pendant les heures de nuit. Le placement de ces heures est déterminé par le gestionnaire du réseau de distribution, en prenant en compte les contraintes locales du réseau. Ainsi, la répartition des heures pleines et creuses présente une hétérogénéité selon les zones desservies.

La réforme du placement des heures creuses vise à adapter ces plages horaires aux nouvelles réalités du réseau électrique et à l'augmentation de la production solaire. Ainsi, une partie des heures creuses de nuit sera déplacée vers

l'après-midi, pour profiter de la production solaire peu coûteuse et abondante, notamment en printemps et été. Le placement des heures creuses pourra, pour une partie des clients, être différent entre les périodes hivernales et estivales⁵. Au terme de cette évolution, environ 13,1 millions de foyers bénéficieront de plages d'heures creuses réparties sur deux périodes (après-midi⁶/nuit⁷), au moins en été, tandis que 1,4 million de foyers conserveront uniquement des heures creuses la nuit. Il est prévu que 5 heures creuses soient systématiquement placées la nuit, laissant ainsi un maximum de 3 heures creuses en après-midi.

En 2024, pour les 8,8 millions de clients bénéficiant du tarif heures pleines – heures creuses et ne disposant d'heures creuses que la nuit, on observe que pour les 5 % des prix spots les plus bas seulement 15 % d'entre eux se sont produits durant des heures susceptibles d'être creuses⁸. Avec les nouvelles plages horaires, ce pourcentage aurait été de 93 %. Cela démontre le désalignement qui existait entre prix de gros et de détail et le fort intérêt à mieux aligner les heures creuses sur les périodes de production photovoltaïque élevée. Ce repositionnement des HC/HP peut contribuer à optimiser le fonctionnement du système, diminuant l'apparition de prix spot négatifs et le volume de production renouvelable écrêté pendant ces occurrences. La dernière section de ce chapitre fournit des détails sur les écrêtements de production renouvelable.

1. Dans sa délibération tarifaire « TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) 7 »
2. Cela ne concerne que le tarif « Heures pleines / heures creuses », et pas le tarif « Tempo » par exemple.
3. De 12 h à 17 h 00
4. De 20 h à 8 h 00
5. C'est-à-dire du 1^{er} avril au 31 octobre
6. De 10 h à 18 h 00 en été, de 11 h à 17 h 00 en hiver
7. De 23 h à 7 h 00 en été, de 21 h à 7 h 00 en hiver
8. Pour les 60 % des clients n'ayant que des heures creuses nocturnes, il y a 12 heures susceptibles d'être creuses. Après la réforme, ce nombre passe à 16 heures.

Le stockage : un levier utile, mais présentant des contraintes de coût et/ou de gisements disponibles

Le stockage est un autre levier de flexibilité pour le système électrique, permettant de répondre à différents besoins. Le principe du stockage est d'absorber les surplus d'énergie produite, notamment lorsque la consommation est faible, pour les restituer lors des pics de consommations. Cela peut avoir lieu de manière régulière et récurrente, par exemple en stockant de l'énergie dans l'après-midi en été pour la restituer le soir, ou bien de façon dynamique, en fonction des prix spot disponibles la veille pour chaque heure du lendemain. Les technologies disposant de temps de réponse rapide, comme les batteries, permettent aussi de participer à la flexibilité d'équilibrage, que ce soit via le mécanisme d'ajustement ou en participant aux services-système fréquence. Les batteries représentent notamment une part grandissante chaque année des services de maintien automatique de la fréquence en Europe, aussi bien pour la réserve primaire que pour la réserve secondaire.

En France et dans le monde, la quasi-totalité de la capacité installée de stockage d'électricité se répartit entre deux technologies : les **stations de transfert d'énergie par pompage** (STEP), qui transfèrent des volumes d'eau importants entre deux lacs d'altitude différente, et les **batteries**, principalement de type lithium-ion. Au niveau mondial, les STEP ont pendant longtemps représenté la très grande majorité des capacités, mais le développement rapide des batteries ces dernières années rend le rapport aujourd'hui plus équilibré⁹. Si le rythme récent d'installation des batteries se poursuit, cette technologie pourrait d'ici un à deux ans dépasser les STEP du point de vue de la puissance installée.

D'autres technologies de stockage voient le jour, aujourd'hui à un stade encore expérimental, comme les batteries thermiques qui permettent de stocker les excédents d'électricité sous forme de chaleur pour ensuite la redistribuer, toujours sous forme de chaleur,

majoritairement à des procédés industriels ayant des besoins continus. D'autres exemples notables sont le stockage par air comprimé, et le stockage sous forme d'hydrogène (après électrolyse de l'eau). Des technologies de batteries alternatives au lithium-ion se développent également, avec notamment la première connexion au réseau électrique en 2024 en Chine d'une batterie fonctionnant au sodium¹⁰, un matériau abondant et moins coûteux.

En France, la capacité de stockage installée la plus importante est celle des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui s'élève en 2024 à 5,0 GW en turbinage et 4,3 GW en pompage. C'est une capacité qui n'a quasiment pas évolué depuis la dernière mise en service d'une STEP, à la fin des années 1980. Le gisement disponible pour de nouvelles installations en France est restreint mais une augmentation modérée de la capacité pourrait cependant rester possible à l'avenir selon les acteurs concernés (le Bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE prend en compte dans ses scénarios à l'horizon 2035 0,5 GW à 1,5 GW de capacité de STEP supplémentaires). La France dispose de six stations de pompage-turbinage majeures. La plupart des STEP¹¹ sont « journalières », c'est-à-dire qu'elles peuvent stocker une quantité d'énergie qui correspond à quelques heures de turbinage (de l'ordre de 5 heures par exemple). Il existe en France deux STEP « hebdomadaires » (Grand'Maison et Montézic, 2,1 GW au total en pompage), qui peuvent stocker des volumes plus importants¹², permettant par exemple de stocker une partie de l'énergie produite au cours du week-end et de l'utiliser au cours de la semaine suivante. Elles peuvent également contribuer à lisser les variations de production éolienne au cours d'une semaine donnée.

En revanche, les batteries lithium-ion sont dimensionnées pour stocker un volume d'énergie correspondant à quelques heures de restitution seulement (moins de quatre heures voire moins de deux heures selon le type de système), du fait de coûts élevés associés à leur capacité de stockage. Elles peuvent ensuite conserver cette énergie pour

9. [World Energy Outlook 2024 – Analysis – IEA](#) À fin 2023, environ 90 GW de batteries installés dans le monde (avec environ 40 GW installés au cours de l'année 2023) et environ 160 GW de STEP (stables depuis une dizaine d'années).

10. [World's biggest sodium-ion battery switches on, able to power 12,000 homes | The Independent](#)

11. Les quatre STEP de Revin, Super-Bissorte, Cheylas et La Coche

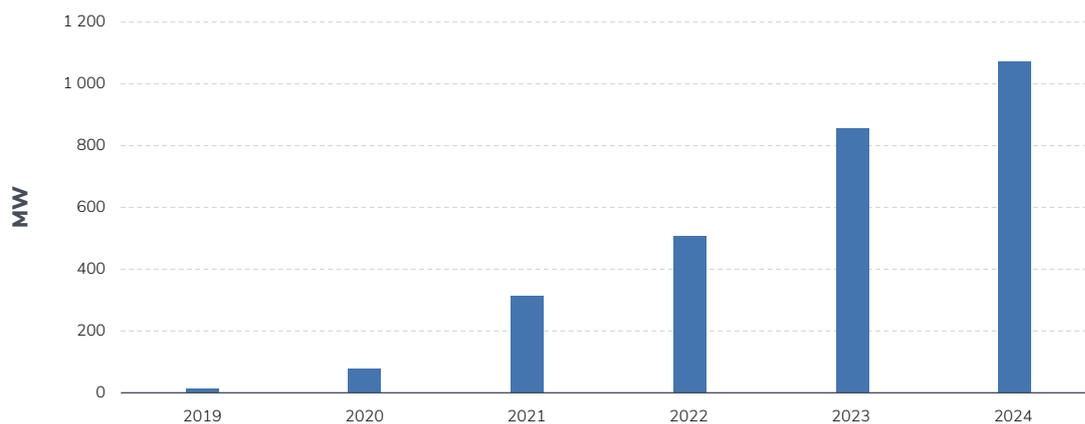
12. Rapport entre énergie stockable et puissance de l'ordre de plusieurs dizaines d'heures

la restituer au système, généralement quelques heures ou quelques dizaines d'heures plus tard¹³. Ce service est proche de celui offert par la flexibilité de la demande (comme le pilotage de la recharge des véhicules électriques ou le placement de la production d'eau chaude sanitaire au cours des heures de forte production photovoltaïque) et il peut être particulièrement utile dans les scénarios de développement accéléré du photovoltaïque en Europe. L'intérêt du déploiement des batteries est donc largement dépendant du degré de mobilisation de

la flexibilité de consommation, et vice-versa. Les analyses des *Futurs énergétiques 2050* avaient mis en évidence la concurrence forte entre ces deux types de solutions, qui est confirmée par les études du Bilan prévisionnel 2023-2035.

À fin 2024, le parc de batteries installé en France s'élève à 1 071 MW. Cela représente une hausse de 216 MW sur l'année, un rythme d'installation en diminution par rapport à celui de l'année 2023 (+317 MW).

Figure 7.3 : Puissance totale des batteries installées en France, en injection, entre 2019 et 2024



13. C'est aussi un service qui est rendu au système électrique français par les STEP journalières.

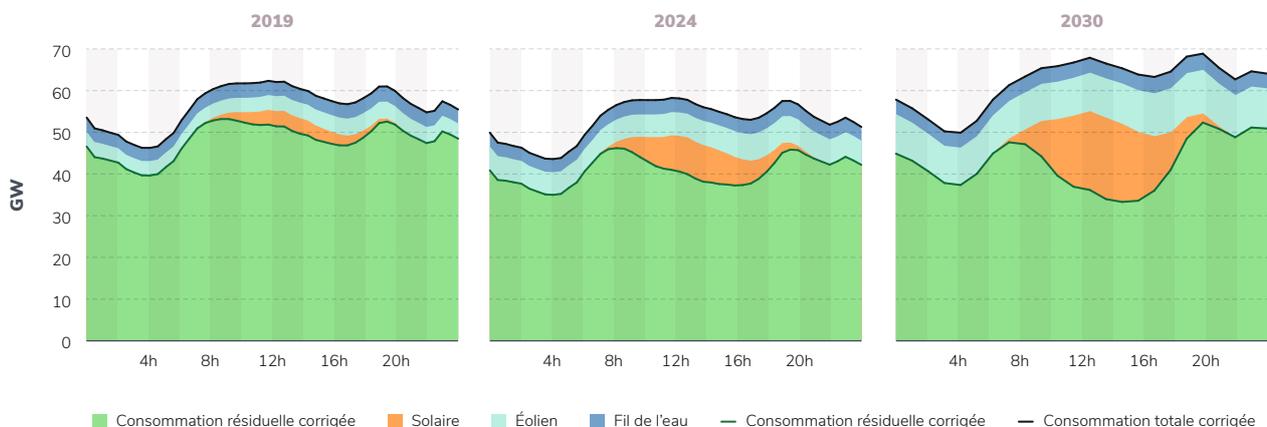
L'analyse de la courbe de charge résiduelle montre les enjeux associés à la flexibilité

La consommation résiduelle est la consommation qu'il reste à satisfaire par les moyens de production pilotables, une fois prises en compte les productions renouvelables non pilotables : hydraulique au fil de l'eau, solaire et éolienne¹⁴. Dans sa version non corrigée des effets météorologiques, c'est un **indicateur clef pour l'exploitation en temps réel du système électrique**, car elle détermine les unités de production pilotables qui sont mobilisées pour répondre à la demande. Dans une finalité pédagogique ou de prospective, pour suivre les tendances et les projeter dans les années à venir, il est possible de « corriger » la consommation résiduelle des effets météorologiques, ce qui permet une comparaison plus aisée entre une année et l'autre¹⁵. C'est ce qu'on appelle alors la consommation résiduelle corrigée. **La déformation de la courbe de charge résiduelle dans le temps reflète l'évolution du système électrique et peut mettre en évidence l'intégration des nouveaux moyens de production et de consommation.** Notamment, si son profil devient plus « plat », cela montrera que les nouveaux usages de l'électricité se placent lors des périodes d'abondance de

production décarbonée, voire que des usages existants sont également décalés¹⁶.

Jusqu'à récemment, la forme de la consommation résiduelle était très proche de celle de la consommation totale : un plateau pendant la matinée, un creux de faible amplitude dans l'après-midi avant la pointe de consommation du soir et un creux plus important pendant la nuit. Toutes choses égales par ailleurs, **le développement des énergies renouvelables non pilotables fait évoluer significativement cette forme.** Au cours des dix dernières années, le niveau moyen de la consommation résiduelle a progressivement décliné, sous l'effet conjoint de l'augmentation de la production renouvelable (principalement éolienne, en ce qui concerne l'effet moyen) et, au cours des quatre dernières années, d'une consommation plus faible que celle des années 2010 (cf. chapitre Consommation). La courbe de consommation résiduelle s'est aussi déformée, principalement en milieu de journée sous l'effet d'une production solaire photovoltaïque de plus en plus importante : le « plateau » qui caractérisait la matinée

Figure 7.4 : Profil journalier de la consommation totale et résiduelle des années 2019, 2024 et 2030
Productions et consommations corrigées

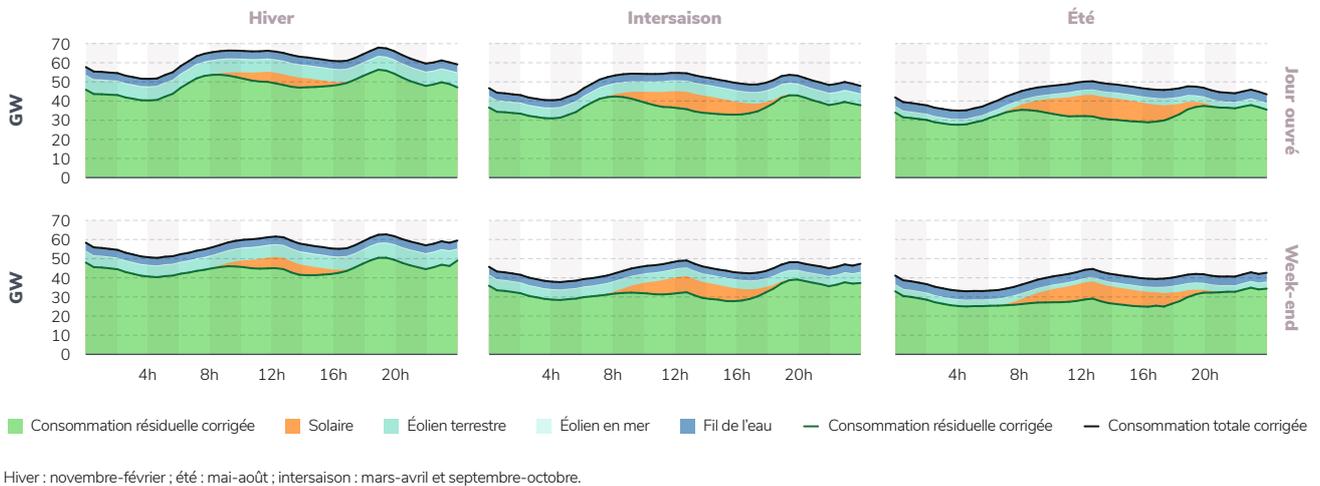


14. La consommation résiduelle est donc une soustraction entre la consommation totale et la production EnR fatale (photovoltaïque, éolienne et hydraulique au fil de l'eau).

15. Notamment, le [Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité](#) publié par RTE, Enedis, le GIMELEC, IGNES et Think Smartgrids à l'automne. 2024 considère la consommation résiduelle corrigée.

16. Des indicateurs à suivre ont été définis dans le baromètre des flexibilités.

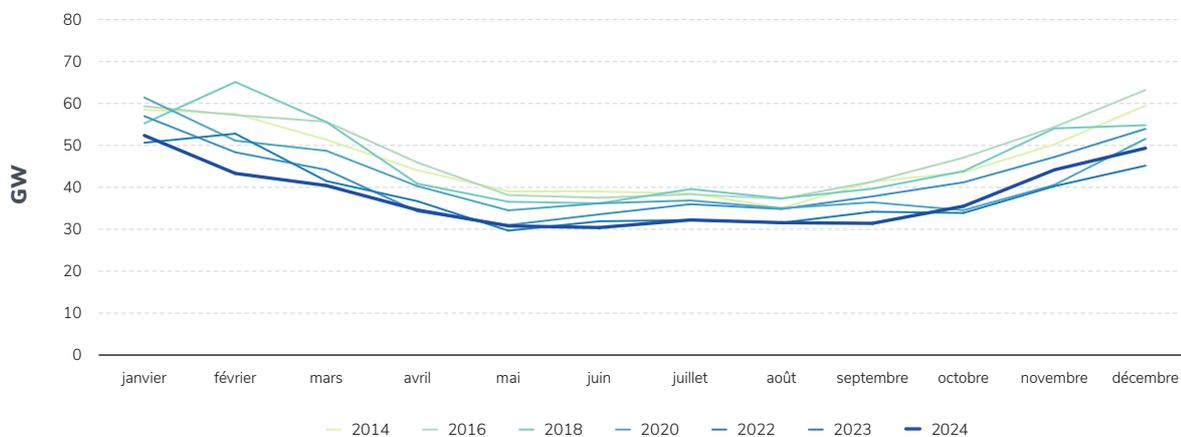
Figure 7.5 : Profil journalier de la consommation totale et résiduelle de 2024
Productions et consommations non corrigées



disparaît progressivement, et la courbe résiduelle se retrouve désormais marquée par deux pointes courtes de quelques heures (le matin et le soir) et deux périodes de creux (la nuit et l'après-midi). En l'absence de flexibilités supplémentaires, ce mouvement devrait s'amplifier et la déformation qu'il est possible de projeter à l'horizon 2030¹⁷ met en évidence l'intérêt de développer dès aujourd'hui des nouveaux leviers de flexibilité.

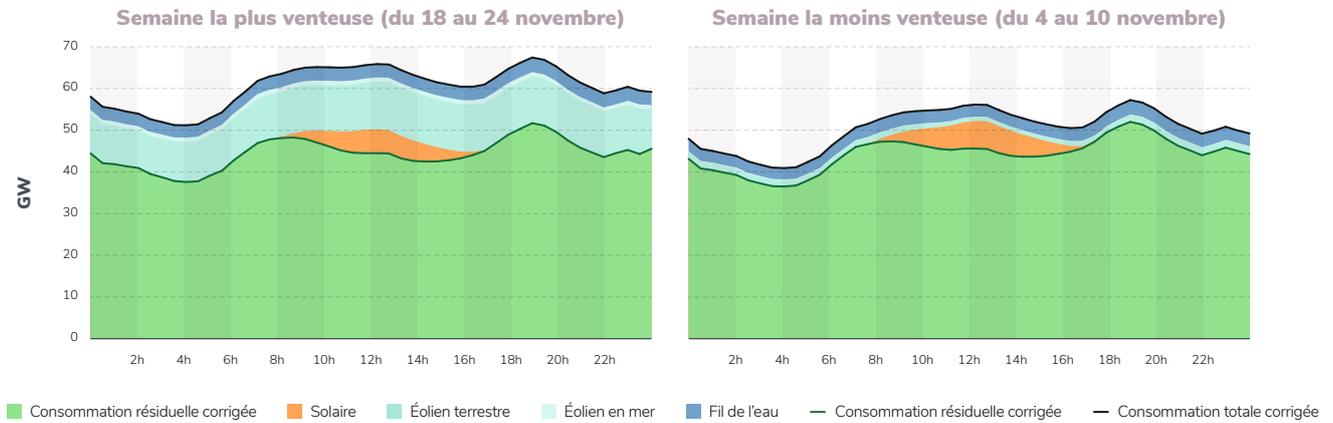
Sous l'effet des conditions météorologiques et de facteurs plus structurels, la consommation résiduelle varie à différents horizons de temps, qui vont de l'intra-journalier (d'une heure à l'autre) et jusqu'à l'interannuel (d'une année à l'autre). Par exemple, la production solaire est maximale en milieu de journée, le niveau de consommation (totale) est plus élevé un jour de semaine que le week-end, la production éolienne est généralement

Figure 7.6 : Évolution des consommations résiduelles mensuelles moyennes en France (non corrigées des effets météorologiques et calendaires)



17. Voir également le Baromètre des flexibilités.

Figure 7.7 : Profil journalier de la consommation totale et résiduelle de 2024
Productions et consommations non corrigées



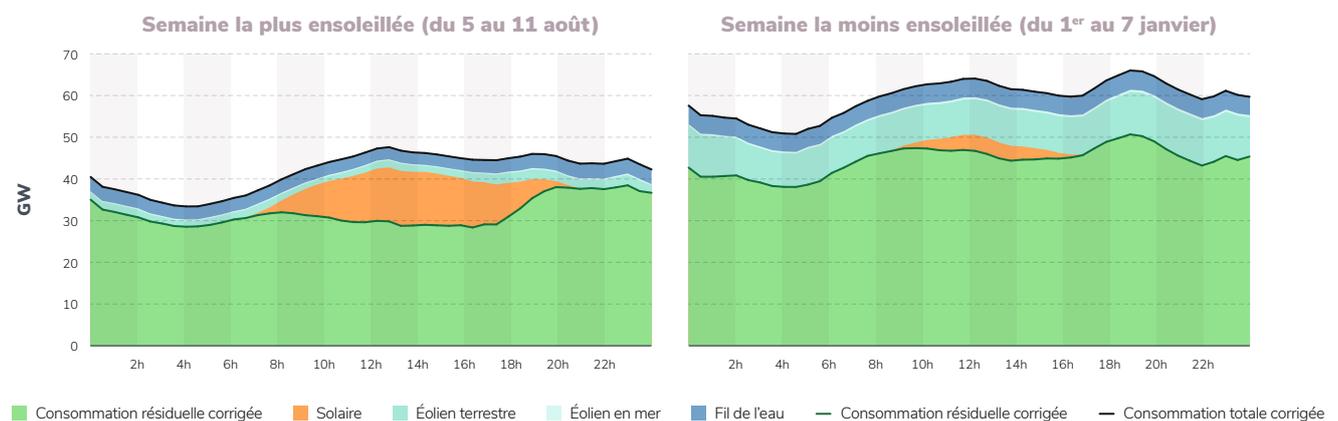
plus élevée en hiver qu'en été, ou encore la production éolienne et le volume de consommation peuvent être différents d'un hiver à l'autre en fonction des conditions météorologiques et de la conjoncture économique.

Au cours de l'année, les niveaux les moins élevés de la consommation résiduelle sont généralement atteints entre les mois d'avril et d'octobre. Cela s'explique par une consommation qui y est traditionnellement plus faible (notamment parce qu'il n'y a plus de chauffage à ce moment-là, et que la climatisation n'est pas fortement développée dans l'hexagone), couplé à une production photovoltaïque importante. À l'intersaison, la production photovoltaïque plus basse qu'à l'été est

compensée par une production éolienne plus élevée sur cette période, ce qui entraîne des niveaux de consommation résiduelle relativement faibles. Les minimums se concentrent pendant les week-ends de printemps, d'été ou d'automne, lorsque la consommation est inférieure par rapport aux jours de semaine. En 2024, le minimum dans la consommation résiduelle a été atteint le samedi 15 juin à 5 heures du matin (15,3 GW), et le maximum a été atteint le mercredi 10 janvier à 19 heures (77,8 GW).

En 2024, la semaine la moins venteuse a été de manière inhabituelle une semaine du mois de novembre, alors que généralement les semaines les moins venteuses ont lieu au cours de l'été. Paradoxalement,

Figure 7.8 : Consommation totale et résiduelle des semaines les plus et moins ensoleillées en 2024
Productions et consommations non corrigées

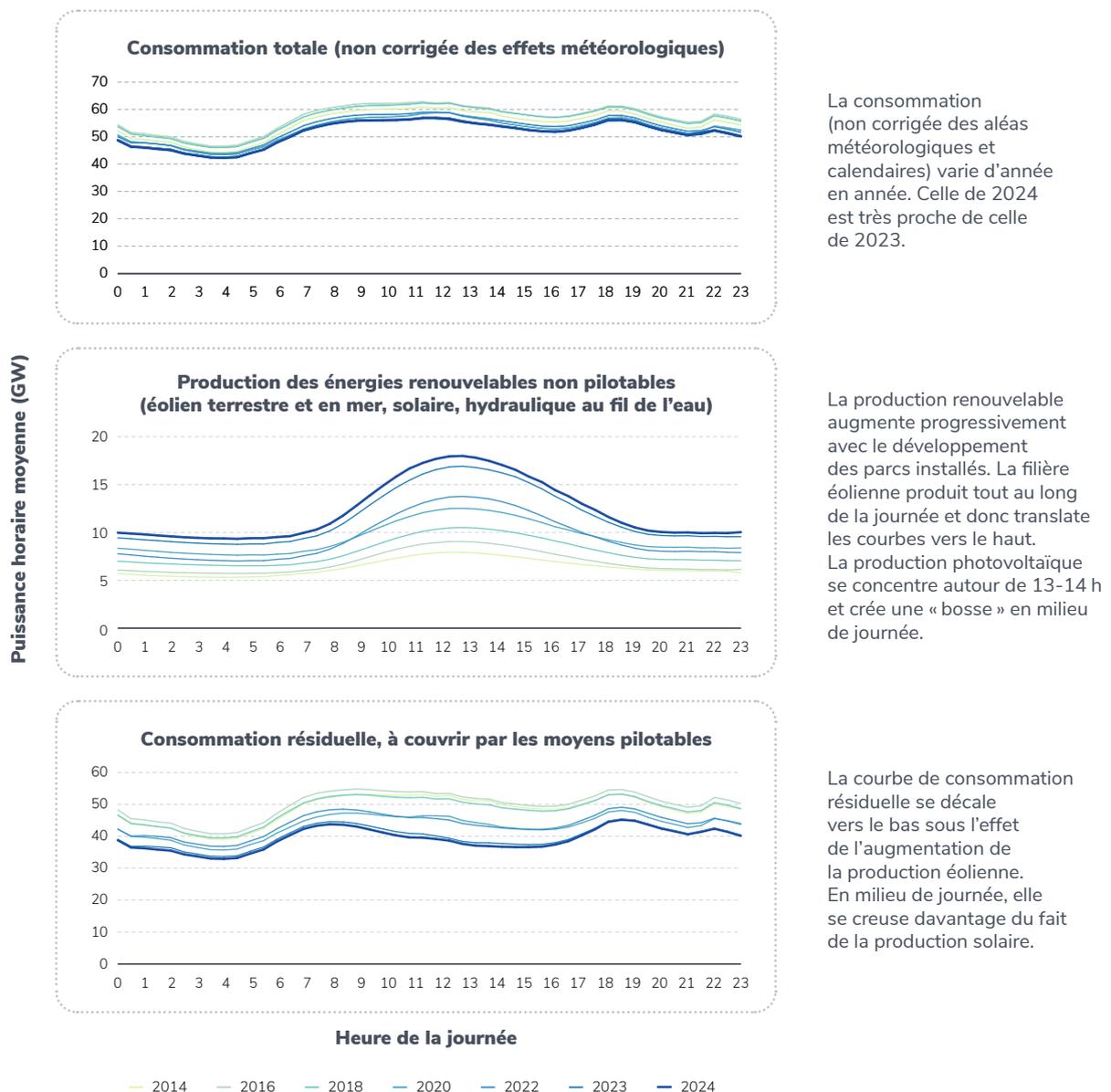


la semaine la plus venteuse a aussi eu lieu au cours du mois de novembre, montrant bien les enjeux que présente la filière éolienne du point de vue de la flexibilité inter-hebdomadaire et des besoins de flexibilités dynamiques pour y répondre. Plus classiquement, la semaine la plus ensoleillée a été la 2^e semaine du mois d'août et la moins ensoleillée la première de janvier.

La courbe de consommation résiduelle moyenne horaire de l'année 2024 est demeurée à un niveau

similaire à celui de l'année précédente. Deux phénomènes expliquent ce résultat. D'une part, les productions renouvelables de ces deux années ont été très proches (un parc renouvelable plus important en 2024 a contrebalancé des conditions météo moins favorables qu'en 2023 – cf. chapitre *Production*), d'autre part, les consommations totales ont aussi été très proches (même si la consommation corrigée a légèrement augmenté, voir le chapitre *Consommation*).

Figure 7.9 : Déformation de la consommation totale et de la consommation résiduelle au cours d'un jour ouvré « moyen » au fil des années

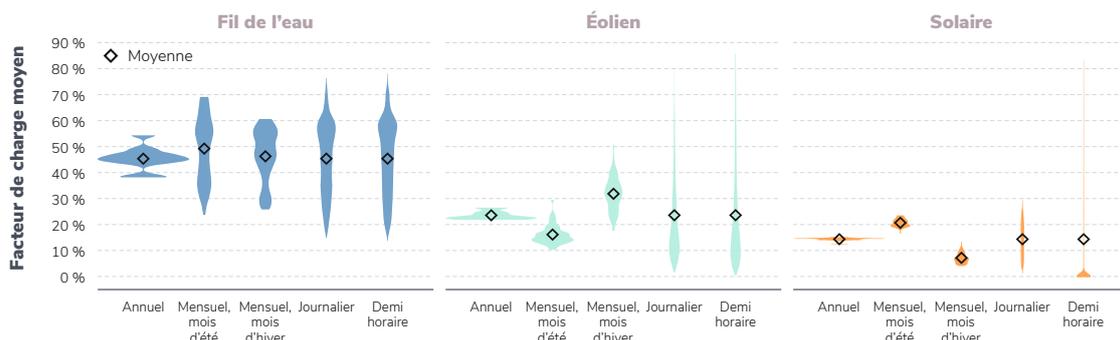




FOCUS

La variabilité des facteurs de charge des énergies renouvelables fatales

Figure 7.10 : Distribution du facteur de charge moyen, entre 2015 et 2024
Valeurs non corrigées



Lecture du graphique : Ce graphique montre, pour chaque type d'énergie renouvelable fatale, la distribution du facteur de charge moyen selon l'intervalle de temps indiqué en abscisse. Pour l'intervalle « annuel », par exemple, la distribution est construite à partir des moyennes du facteur de charge calculées pour chaque année entre 2015 et 2024. La concentration de points vers 0 % pour le solaire (pour l'intervalle demi-horaire) s'explique par un facteur de charge nul la nuit.

La production des énergies renouvelables fatales (hydraulique au fil de l'eau, éolien terrestre ou en mer et solaire) varie selon les conditions météorologiques. Cependant l'amplitude des variations dépend de la temporalité à laquelle on l'étudie : plus l'échelle de temps est longue et plus la variabilité diminue. Par exemple, au cours de la dernière décennie, les facteurs de charge (production rapportée à la capacité installée) pour l'éolien et le solaire ont évolué au sein de plages assez restreintes en moyenne annuelle, alors que l'on observe des fluctuations de plus grande ampleur en considérant tous les facteurs de charge demi-horaires au cours de la décennie. En regardant des moyennes par année et par saison, la variabilité est plus élevée que pour l'échelle annuelle, mais bien moindre que celle de l'échelle demi-horaire.

En effet, les différences interannuelles dans les conditions météorologiques sont relativement faibles ; en ce sens, les volumes de production renouvelables annuels sont garantis au sein

d'une certaine plage autour du volume moyen annuel pour une capacité installée donnée.

En revanche, le volume de production instantané des énergies renouvelables peut être variable d'une heure à l'autre ou d'un jour à l'autre, avec des moments dans l'année de forte abondance de production, et d'autres avec une production éolienne et photovoltaïque très faibles. Ce sont des situations normales, prises en compte dans les analyses sur la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme comme le « Passage de l'hiver » ou le « Bilan prévisionnel » de RTE (voir également le focus sur les épisodes de faible production éolienne et solaire dans le chapitre Europe). Cependant, cette variabilité met bien en lumière les enjeux de flexibilité pour le système, à la fois en ce qui concerne la déformation « structurelle » de la courbe de charge (pour répondre à la production « moyenne annuelle ») et en ce qui concerne des adaptations dynamiques de la consommation ou le développement du stockage pour faire face à la variabilité allant de quelques heures à quelques jours.

L'augmentation du volume d'énergie renouvelable écrêté renforce l'intérêt de développer dès aujourd'hui la flexibilité de la demande

Comme évoqué dans le chapitre *Prix*, le nombre d'occurrences de prix spot négatifs a très fortement augmenté en 2024, avec 361 heures au cours de l'année (soit 4 % du temps). Il s'agit de plus du double des occurrences de l'année précédente (147 heures).

Les épisodes de prix spot négatifs surviennent généralement lors de moments de faible consommation conjugués à une forte production d'énergie

renouvelable, majoritairement les après-midis du printemps et de l'été, ainsi que dans une moindre mesure la nuit. Ils sont plus fréquents le week-end, lorsque la consommation est généralement plus faible qu'en semaine. En moyenne, au cours des années 2023 et 2024, la consommation a été 15 % plus faible pendant les heures à prix négatifs que pendant les heures à prix positif ou nul. Parallèlement, **la production solaire et éolienne y a été 29 % plus élevée**

Figure 7.11 : Profil journalier du prix spot français au cours d'un jour « moyen » en 2024

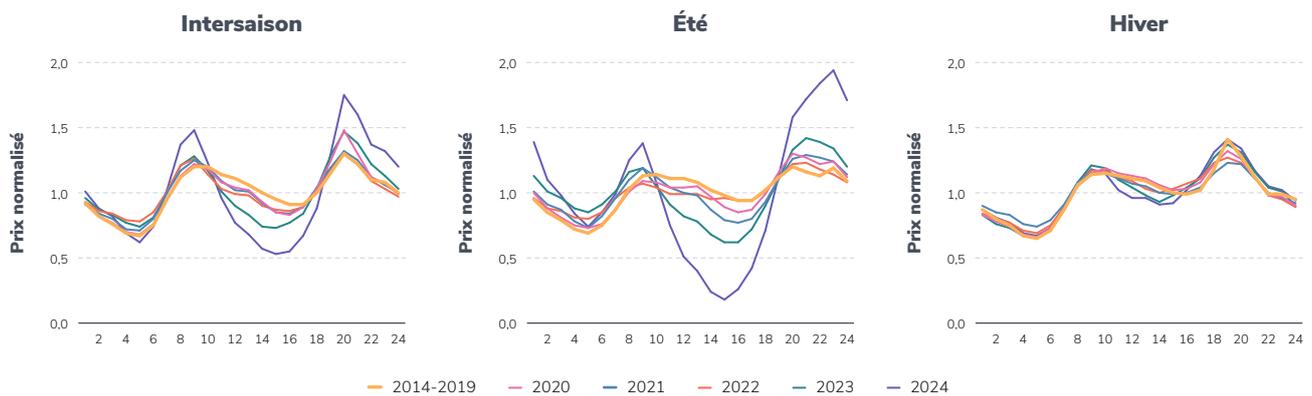
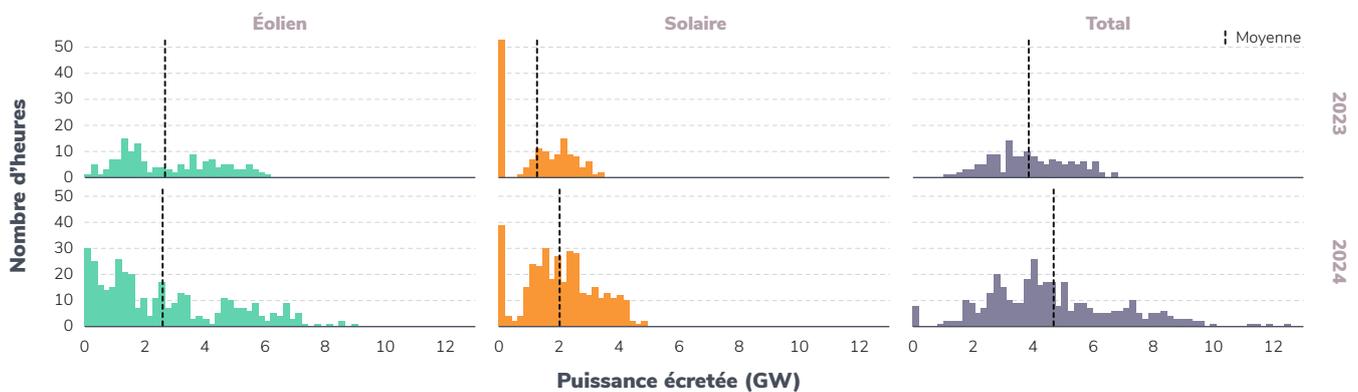


Figure 7.12 : Distribution des puissances éoliennes et solaires écrêtées lors des heures à prix spot négatif en 2023 et 2024. Estimations réalisées par RTE



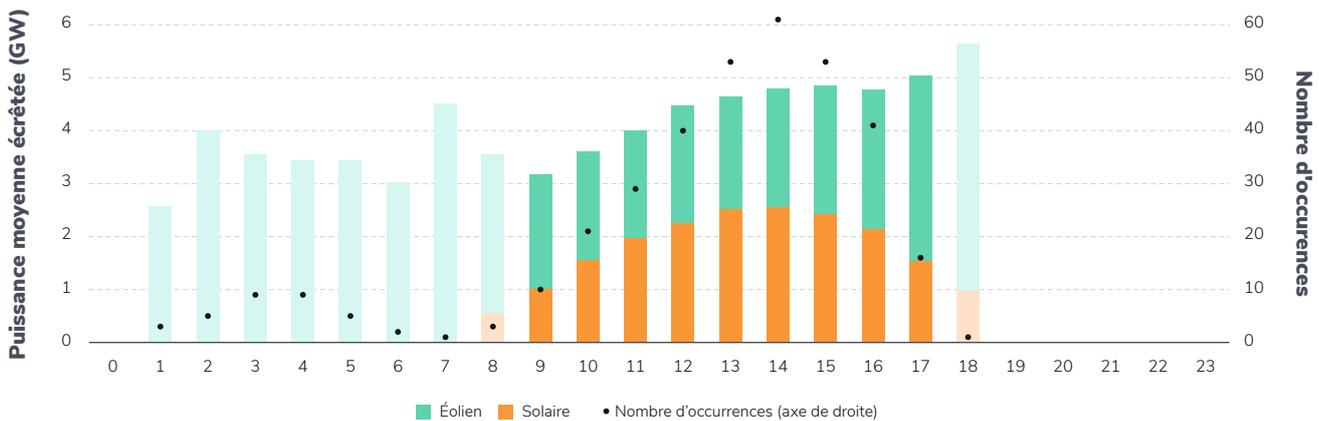
Lecture du graphique : Ce graphique montre la distribution des puissances écrêtées (en GW) lors des heures à prix spot négatif, sur les années 2023 et 2024 pour la filière éolienne, solaire et pour la somme des deux. Pour chaque niveau de puissance écrétée, par tranche de 200 MW, les barres indiquent le nombre d'heures où un tel niveau de puissance a été écrêté. Pour le solaire, il existe un grand nombre d'heures où la puissance écrétée était nulle lors d'un épisode de prix négatif : elles correspondent principalement à des épisodes ayant eu lieu la nuit.

que pendant les heures à prix positif ou nul. Elle aurait même été 83 % plus élevée si une partie de cette production n'avait pas été écrêtée. En effet, lors des périodes de prix négatifs, une part significative des parcs éoliens et photovoltaïques écrête sa production (voir la section «Écrêtement» du chapitre Production). En 2024, l'écrêtement total de la production renouvelable en raison des prix négatifs est estimé à environ 1,7 TWh¹⁸ (2,4 % de la production annuelle de ces filières), contre 0,6 TWh en 2023. La production éolienne et solaire combinée a été écrêtée en moyenne à la hauteur de 4,5 GW lors des heures à prix négatifs en 2024, contre 3,9 GW en 2023. Les puissances écrêtées maximales ont atteint environ 12 GW en 2024 contre 7 GW en 2023. Cette augmentation résulte d'une part de l'accroissement du parc renouvelable installé (toutes choses égales par ailleurs), d'autre part de l'augmentation de la part des parcs sous complément de rémunération, qui sont financièrement incités à écrêter leur production en cas de prix négatifs.

Des écrêtements de puissances importantes de production éolienne ont lieu en automne et en hiver quand les vents sont les plus forts, mais comme la consommation est généralement élevée en hiver le nombre d'occurrences de ce type d'événement est faible. La plupart des occurrences d'écrêtements concernent à la fois le solaire et l'éolien, avec une puissance répartie de manière relativement équilibrée entre les filières.

Les leviers pour réduire l'apparition des prix négatifs sont bien identifiés, avec d'une part le développement des flexibilités de consommation et du stockage, et d'autre part la flexibilité du parc de production, qui repose majoritairement sur la modulation du parc nucléaire et hydraulique, mais à laquelle pourront participer de manière croissante les renouvelables, sous réserve que le cadre législatif et réglementaire génère les incitations adéquates.

Figure 7.13 : Puissances moyennes éolienne et solaire écrêtées et nombre d'occurrences par heure à prix spot négatifs en 2024
Estimations réalisées par RTE



Lecture du graphique : En 2024, il y a eu 53 occurrences de prix négatifs à 15 h (c'est-à-dire entre 15 h et 16 h). La puissance moyenne écrêtée à cette heure-là était légèrement inférieure à 5 GW au total, répartis à part égale entre éolien et solaire. Les barres plus claires présentent les résultats pour lesquels le nombre d'occurrences est trop faible pour qu'ils soient significatifs.

18. Dont 0,9 TWh pour l'éolien et 0,8 TWh pour le solaire.

L'électrification des usages

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

Les énergies fossiles représentent près de 60 % de la consommation énergétique française, l'électricité moins de 30 %

La consommation d'énergie en France est encore très largement dépendante des combustibles fossiles, en majorité importés. Ces derniers représentent près de 60 % de la consommation d'énergie finale du pays (57 % en 2023, dernière année pour laquelle les données sont disponibles), alors que l'électricité ne compte que pour environ 27 %.

La stratégie française pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et lutter contre le changement climatique dans les années à venir prévoit tout d'abord une réduction de la consommation d'énergie, notamment grâce aux progrès de l'efficacité énergétique mais également grâce à des actions de sobriété, et en même temps le remplacement des énergies fossiles par des sources d'énergie décarbonées, dont une part importante d'électricité. C'est ce que désigne le terme « électrification des usages » : la substitution des énergies fossiles par de l'électricité lorsque cela est possible et sans incidence majeure sur l'usage final (par exemple, passage d'une chaudière à gaz à une pompe à chaleur pour le chauffage, ou d'un véhicule thermique à un véhicule électrique). Cette stratégie, similaire à celle des autres pays européens, impliquera ainsi une augmentation de la part d'électricité dans la consommation énergétique finale. Par ailleurs et alors que le contexte géopolitique est de plus en plus incertain, électrifier est également un moyen de renforcer la souveraineté française.

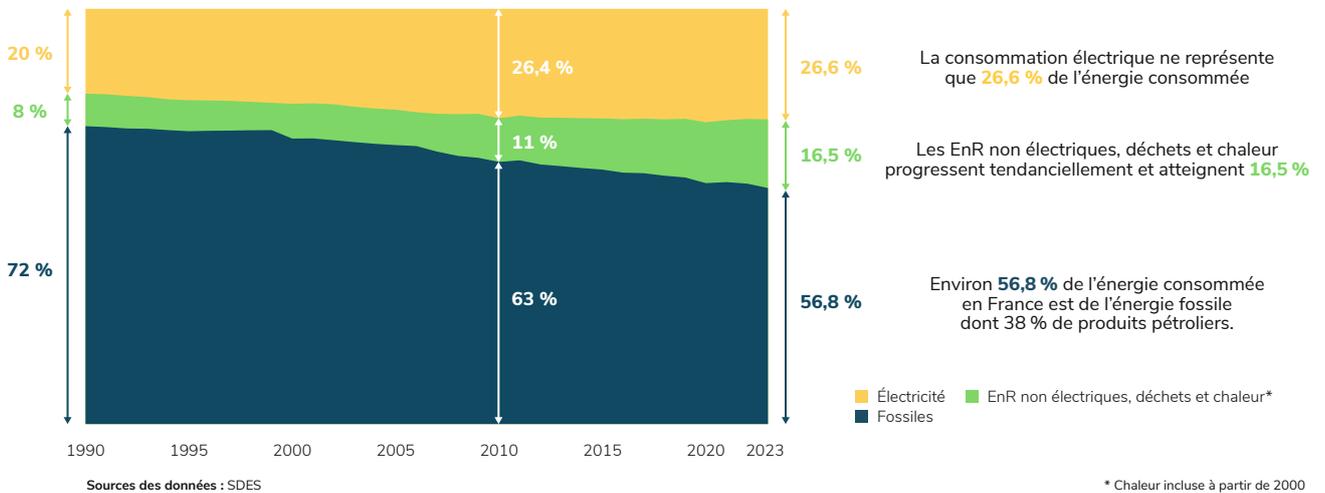
Ce transfert du fossile vers l'électricité est, dès maintenant, d'autant plus intéressant en France que le système électrique y est déjà largement décarboné, et la production nationale abondante : les émissions de gaz à effet de serre par kWh produit et consommé sont parmi les plus faibles d'Europe et le développement du parc de production se fait essentiellement par des moyens décarbonés.

Depuis 30 ans, la part des énergies fossiles recule, sous l'effet de la tertiarisation de l'économie et du développement des bioénergies

Entre 1990 et 2023, la part des énergies fossiles dans la consommation d'énergie finale en France a diminué, passant de 72 % à 57 %. Ce recul est avant tout porté par les produits pétroliers (passés de 50 % à 38 %) et par le charbon (passé de 4 % à moins de 0,5 %). La part du gaz est restée stable au cours de cette période. Il est possible d'identifier deux principaux facteurs qui expliquent cette évolution. Au cours des deux premières décennies, entre 1990 et 2010, c'est la tertiarisation de l'économie qui a entraîné une augmentation de la part de l'électricité (+5,9 points de pourcentage). À partir de la fin des années 2010, le développement des énergies renouvelables non électriques¹ et de la valorisation énergétique des

1. Ces énergies sont notamment utilisées dans le secteur du bâtiment en tant que combustible pour le chauffage.

Figure 8.1 : Part des différentes énergies dans la consommation finale



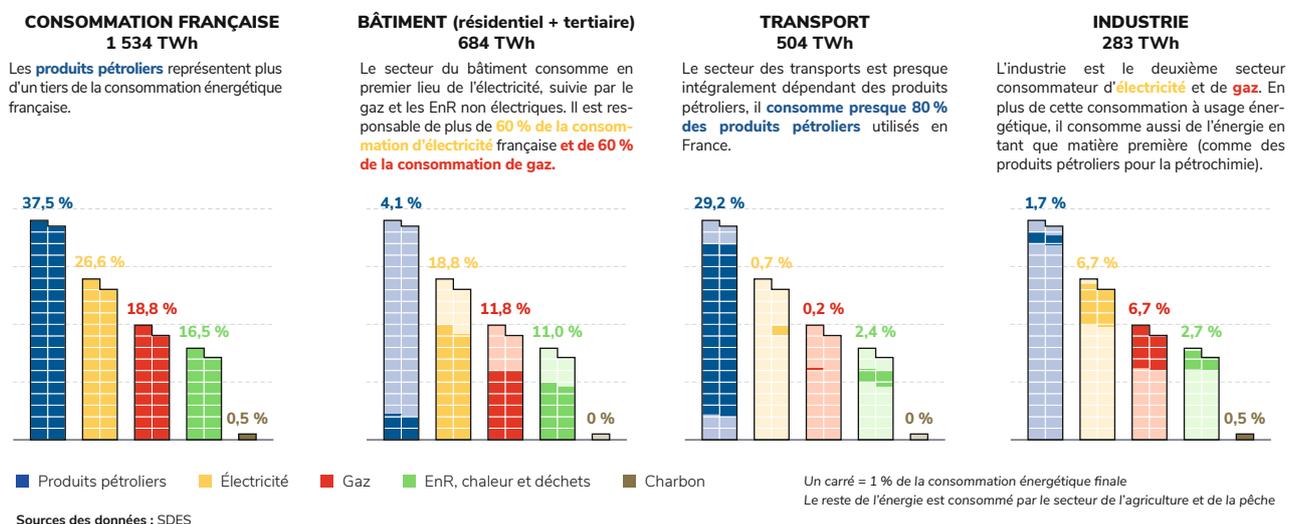
déchets ont joué un rôle prépondérant dans la réduction de la part des énergies fossiles.

Les produits pétroliers sont majoritairement utilisés dans les transports, et le gaz naturel dans les bâtiments et l'industrie

En 2023, la France consomme donc encore environ 60 % d'énergie fossile, dont 38 % de produits

pétroliers et 19 % de gaz naturel. Les produits pétroliers, qui incluent tous les combustibles raffinés dérivés du pétrole, sont quasi totalement utilisés dans le secteur des transports, qui représente à lui seul environ un tiers de la consommation énergétique finale française. Le gaz est principalement utilisé pour chauffer des logements et des bureaux ou pour atteindre des hautes températures dans des procédés industriels. La consommation de charbon compte pour moins de 1 % de l'énergie finale, et est notamment portée par le secteur de la sidérurgie.

Figure 8.2 : Décomposition de la consommation énergétique française par énergie et par secteur en 2023



Au-delà de la réduction des émissions, l'électrification de la consommation énergétique répond à des enjeux de souveraineté et économiques

En plus des bénéfices en matière de pollution et de réduction des émissions, la sortie des énergies fossiles présente également des enjeux économiques et de souveraineté : la facture énergétique française oscille depuis le début des années 2000 entre 40 et 80 milliards d'euros, ayant même dépassé les

120 milliards d'euros au plus fort de la crise énergétique, en 2022. Le principal poste de dépenses dans la facture énergétique est l'importation d'énergies fossiles, qui a représenté en 2024 environ 64 Milliards d'euros. En comparaison, les exportations d'électricité, qui ont atteint un volume net record en 2024, ont rapporté à la France environ 5 milliards d'euros.

Ainsi, la substitution progressive des énergies fossiles par de l'électricité largement produite en France

Figure 8.3 : Évolution de la facture énergétique française entre 1970 et 2024

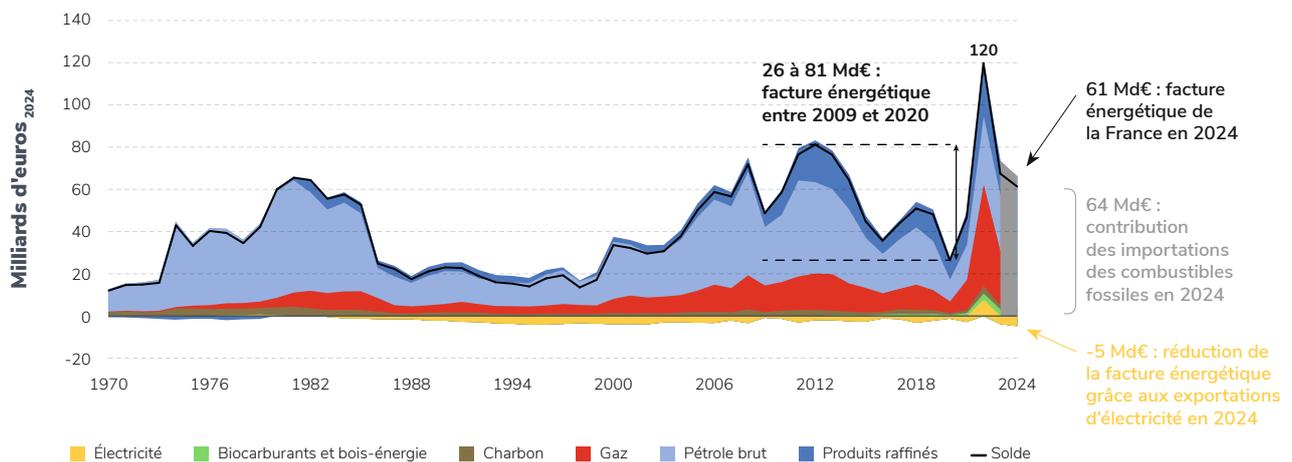
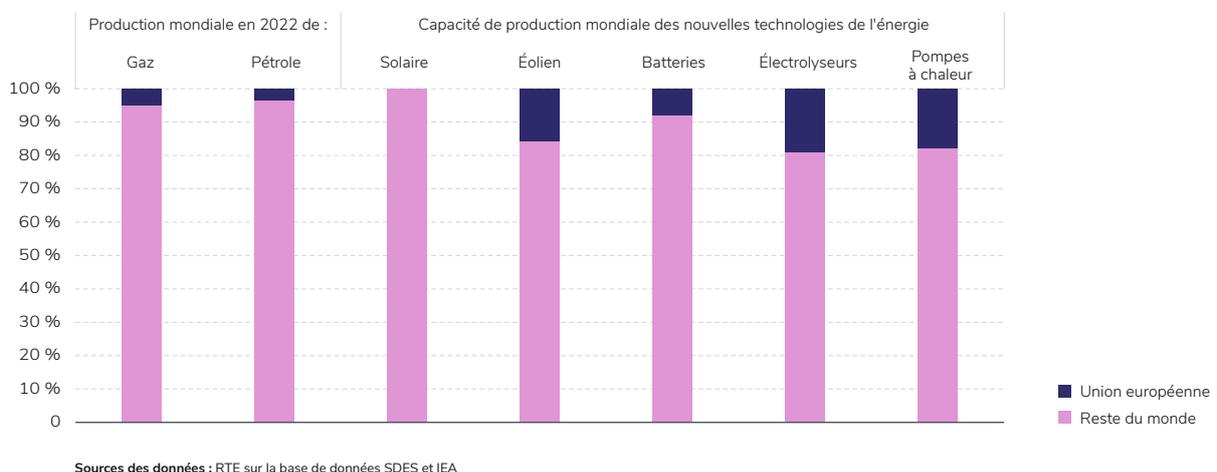


Figure 8.4 : Production mondiale de gaz et pétrole en 2022 et décomposition des capacités de production des nouvelles technologies de l'énergie dans le monde



conduirait à la réduction de cette facture, voire possiblement à des recettes nettes dans un horizon plus lointain. La France dispose dès aujourd'hui des capacités de production compétitives nécessaires pour alimenter une augmentation de la consommation d'électricité liée aux nouveaux usages et à l'électrification, comme en témoigne le solde des échanges d'électricité habituellement très exportateur. À moyen et long terme, l'enjeu pour le système électrique français va être celui de pérenniser la disponibilité d'une électricité bas carbone et compétitive tout en augmentant les volumes de production pour permettre une électrification à large échelle des usages.

Au-delà des enjeux financiers, le remplacement de la consommation de combustibles fossiles par l'électricité permet de réduire la dépendance vis-à-vis des pays non européens exportateurs d'énergies fossiles. Par ailleurs, la transition énergétique présente également des enjeux de dépendance concernant les technologies nécessaires pour la réaliser. Ceci-dit, même si les chaînes de valeur de ces technologies dépendent également de pays étrangers, elles sont plus différenciées et peuvent se targuer (à la principale exception de la fabrication de panneaux photovoltaïques) d'avoir une composante européenne plus forte que l'approvisionnement en énergie fossile.

L'électrification des transports

Le secteur des transports compte pour environ un tiers de la consommation énergétique finale française. La quasi-totalité de la consommation du secteur, dominée par le transport routier de personnes et de marchandises, est alimentée par des produits pétroliers.

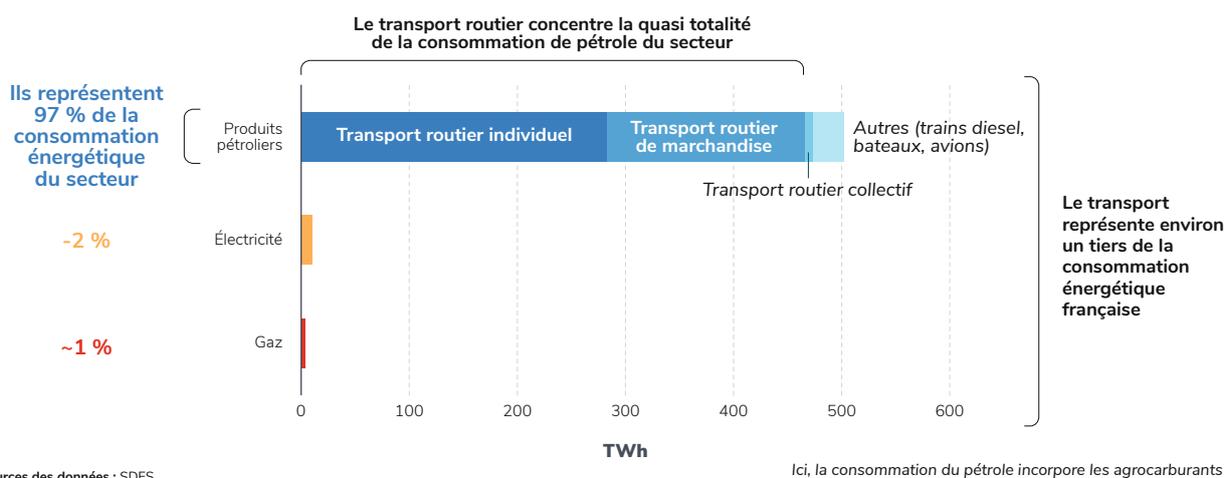
C'est donc dans la décarbonation du transport routier que repose l'enjeu majeur du secteur. Il existe aujourd'hui plusieurs alternatives aux motorisations à essence ou diesel, plus ou moins matures technologiquement et industriellement. Pour ce qui est de la voiture particulière, qui représente plus de 39 millions de véhicules en France, les deux principales solutions décarbonées sont le véhicule tout-électrique² et le véhicule à hydrogène.

La première est nettement plus répandue, dépassant les 1,2 millions d'unités³ en France fin 2024 (auxquelles s'ajoutent environ 700 000 véhicules hybrides rechargeables). La diffusion des véhicules à hydrogène est aujourd'hui plus limitée, avec environ 1 000 voitures en circulation en France et environ 5 000 en Europe.

Les ventes de voitures électriques comptent pour près de 17 % des ventes de voitures particulières neuves

En 2024, les ventes de voitures électriques neuves ont atteint environ 290 000 unités⁴, un niveau légèrement inférieur à celui de l'année précédente ; c'est une tendance cohérente avec celle du marché automobile dans son ensemble, les ventes de voitures neuves ayant reculé de 3,4 % sur l'année⁵. En effet, la part de marché de l'électrique est restée stable par rapport à l'année précédente, avec près de 17 %, après plusieurs années de hausses significatives. Le bonus écologique mis en place par les pouvoirs publics pour encourager le remplacement de véhicules thermiques par des véhicules électriques a été légèrement revu à la baisse en 2024, passant de 5 000 à 4 000 € pour environ la moitié des ménages (les plus aisés). Ces aides peuvent en revanche atteindre jusqu'à 7 000 € pour des ménages plus modestes, permettant de réduire la barrière à l'entrée pour l'achat d'un véhicule électrique comparé à un modèle thermique équivalent⁶.

Figure 8.5 : Décomposition de la consommation énergétique du secteur des transports



2. Sauf mention contraire, le terme voiture électrique désigne dans le reste du chapitre les voitures particulières tout électriques.

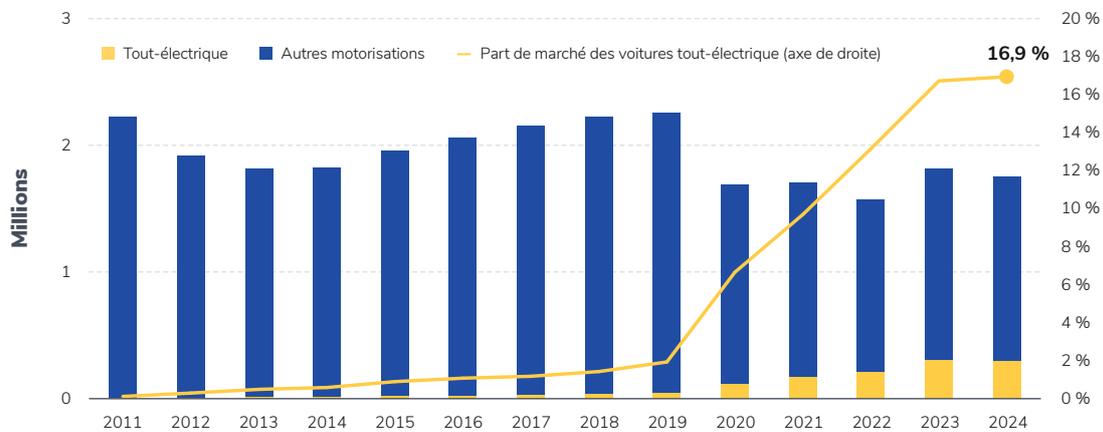
3. Vehicles and fleet | European Alternative Fuels Observatory

4. Source vente : Vehicles and fleet | European Alternative Fuels Observatory

5. Immatriculations des voitures particulières en 2024 : baisse dans le neuf et léger rebond pour l'occasion | Données et études statistiques

6. Il est utile de rappeler qu'en revanche, les coûts à l'usage et les coûts d'entretien sont plus faibles pour les véhicules électriques.

Figure 8.6 : Ventes de voitures tout-électrique neuves en France entre 2011 et 2024

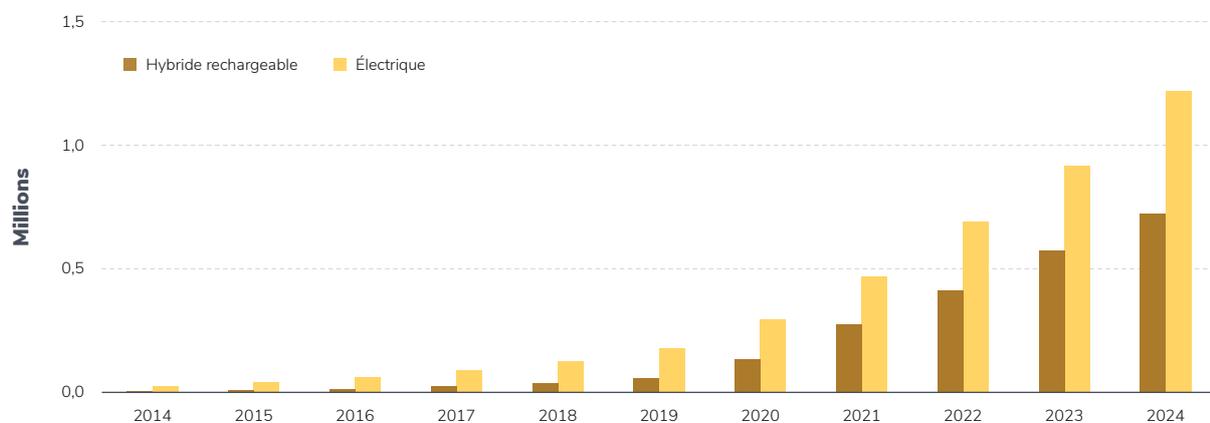


Sources des données : European Alternative Fuels Observatory, SDES, RSVERO

Le nombre de véhicules électriques en circulation a fortement progressé au cours des dernières années, plus que triplant entre 2020 et 2024, ce qui porte le total de voitures tout-électriques en circulation à plus de 1,2 millions d'unités en fin d'année 2024⁷ et le nombre de véhicules utilitaires légers à plus de 125 000.

La part des voitures électriques dans le parc roulant a atteint 2,3 % en début d'année 2024, sur les plus de 39 millions de voitures en circulation. Il s'agit d'une part bien inférieure à celle constatée dans les ventes, puisque le renouvellement du parc est caractérisé par une certaine inertie : à titre d'illustration, les ventes de voitures neuves⁸ représentent environ 5 % du

Figure 8.7 : Nombre de voitures individuelles tout-électriques et hybrides rechargeables en circulation

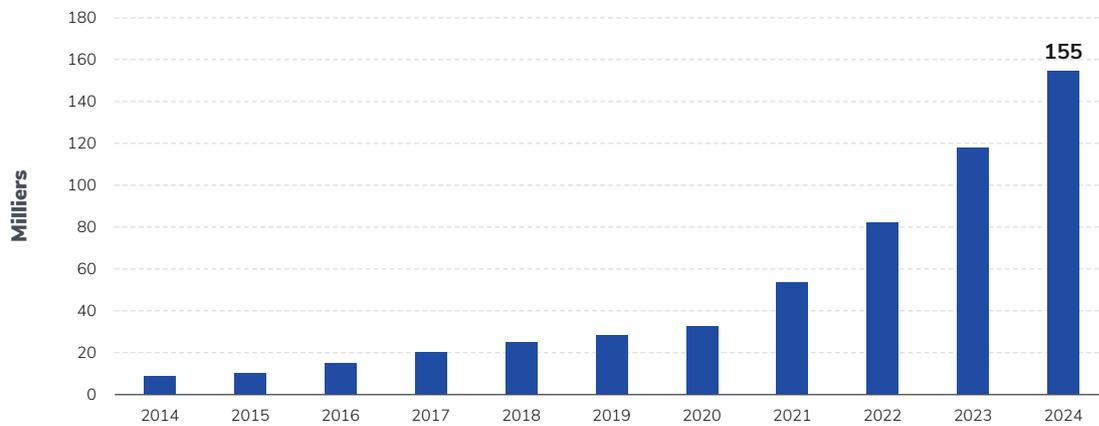


Sources des données : European Alternative Fuels Observatory

7. Vehicles and fleet | European Alternative Fuels Observatory

8. Les ventes sur le marché de l'occasion représentent ¾ des ventes de véhicules environ.

Figure 8.8 : Évolution du nombre de points de recharge ouverts au public en France



Sources des données : AVERE France

parc de voitures total chaque année (environ 1,8 millions de ventes de voitures en 2024 pour un parc de 39,3 millions au 1^{er} janvier 2024).

Il est intéressant de noter qu'une fois le changement de motorisation effectué, une majorité des utilisateurs sont satisfaits (91 % des utilisateurs selon le baromètre Enedis⁹, ce qui semble confirmé par le baromètre IPSOS-Avere France¹⁰ d'avril 2024).

En définitive, la consommation d'électricité liée aux véhicules (voitures et utilitaires légers) tout-électriques et hybrides rechargeables est de l'ordre de 3 TWh sur l'année 2024, dont la grande majorité est consommée par les voitures électriques.

En parallèle du développement du parc de véhicules électriques, le maillage territorial des infrastructures de recharge se densifie. En 2024, le nombre de points de recharge ouverts au public a dépassé les 150 000 unités et continue sa progression.

Le reste du transport routier est comparativement en retard dans sa décarbonation

Comparée à l'électrification des voitures particulières, celle des véhicules plus lourds (véhicules utilitaires légers et poids lourds) est moins avancée, à l'exception du transport en commun de personnes.

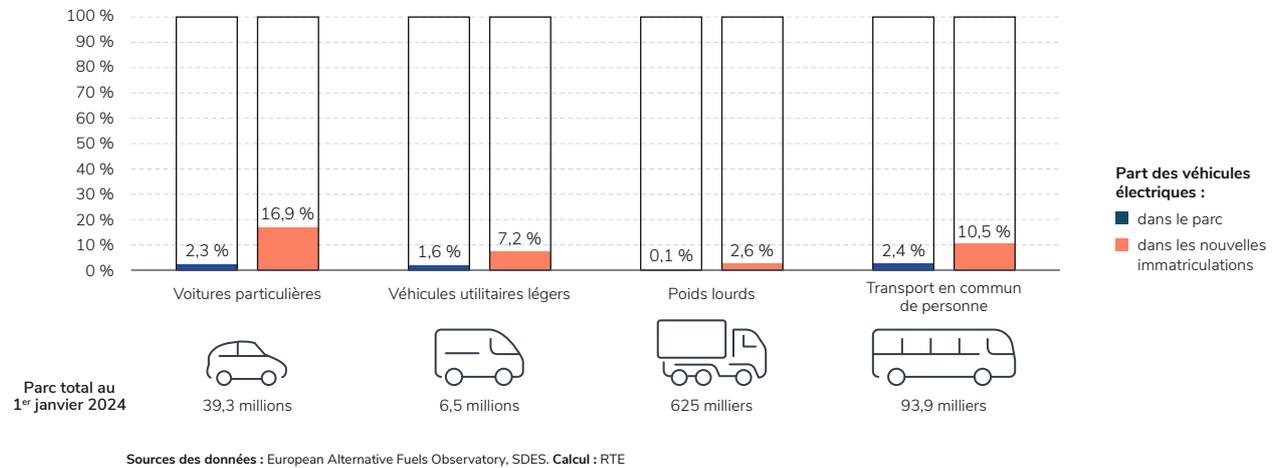
En France, les ventes de véhicules utilitaires légers électriques avoisinent les 7 % de part de marché dans les ventes de véhicules neufs en 2024 ([Vehicles and fleet | European Alternative Fuels Observatory](#)). Plus de 125 000 unités sont ainsi en circulation fin 2024, pour un parc total de 6,5 millions d'unités environ.

L'électrification du transport routier de marchandises, qui compte pour presque la moitié de la consommation énergétique du secteur, est à peine amorcée, les modèles de poids lourds électriques étant apparus plus récemment. Il y avait plus de deux mille unités en circulation fin 2024 en France, pour plus de 624 000 poids-lourds en circulation. Les ventes des poids-lourds électriques ont doublé entre 2023 et 2024 pour atteindre 2,6 % des véhicules neufs.

9. [Lien vers enquête Enedis](#)

10. [Lien vers enquête Avere](#)

Figure 8.9 : Part des véhicules dans le parc (début 2024) et dans les nouvelles immatriculations (sur l'ensemble de l'année 2024)



Enfin, la part de marché de l'électrique dans le transport en commun de personnes a dépassé les 10 % pour la première fois sur l'année 2024. Ces véhicules

représentent déjà un peu plus de 2,4 % du parc, soit une proportion très légèrement supérieure à celle des véhicules individuels.

La consommation énergétique du secteur résidentiel est portée par le chauffage, qui reste encore carboné

Le secteur résidentiel est le deuxième secteur consommateur d'énergie en France après le transport, avec une consommation de plus de 450 TWh en 2023. La consommation énergétique des quelques 38,2¹¹ millions de logements peut se décomposer en 5 grands usages : le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la cuisson, la climatisation et les usages spécifiques (les usages dont la consommation énergétique ne peut être assurée que par de l'électricité : appareils électroménagers, ordinateurs, télévisions, etc.).

Le chauffage compte à lui seul pour 70 % de la consommation énergétique du secteur résidentiel¹². Près de la moitié est alimenté par des énergies fossiles : un tiers par du gaz et 10 % par du fioul domestique. Ce dernier était encore le mode de chauffage principal de 10,5 %¹³ des résidences principales en France métropolitaine début 2023. Il existe donc un double enjeu concernant la décarbonation de cet usage, d'une part par l'augmentation de l'efficacité énergétique, principalement par le levier

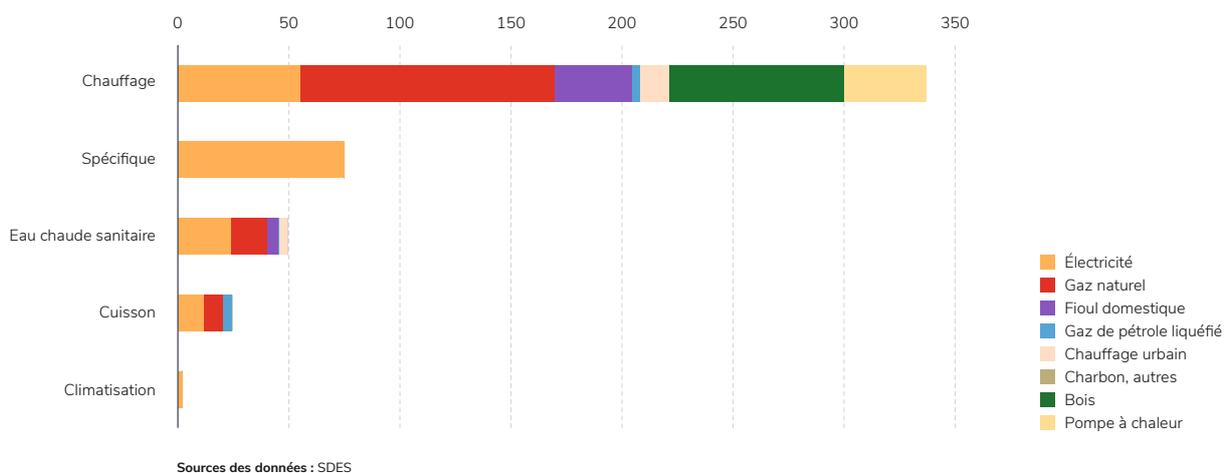
de l'isolation thermique, d'autre part par le remplacement des combustibles fossiles par des sources d'énergie décarbonée, notamment par l'électricité via l'installation de pompes à chaleur.

Le nombre total de rénovations d'ampleur a fortement augmenté en 2024

La rénovation thermique des logements est un levier significatif d'économies d'énergie : selon une estimation de l'Agence nationale de l'habitat, les dispositifs mis en place par l'état ont permis d'économiser environ 17,6 TWh¹⁴ par an depuis 2020.

Aujourd'hui, la rénovation thermique des bâtiments est accompagnée par l'État 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

Figure 8.10 : Décomposition de la consommation énergétique finale des ménages en 2021 par usage et par énergie



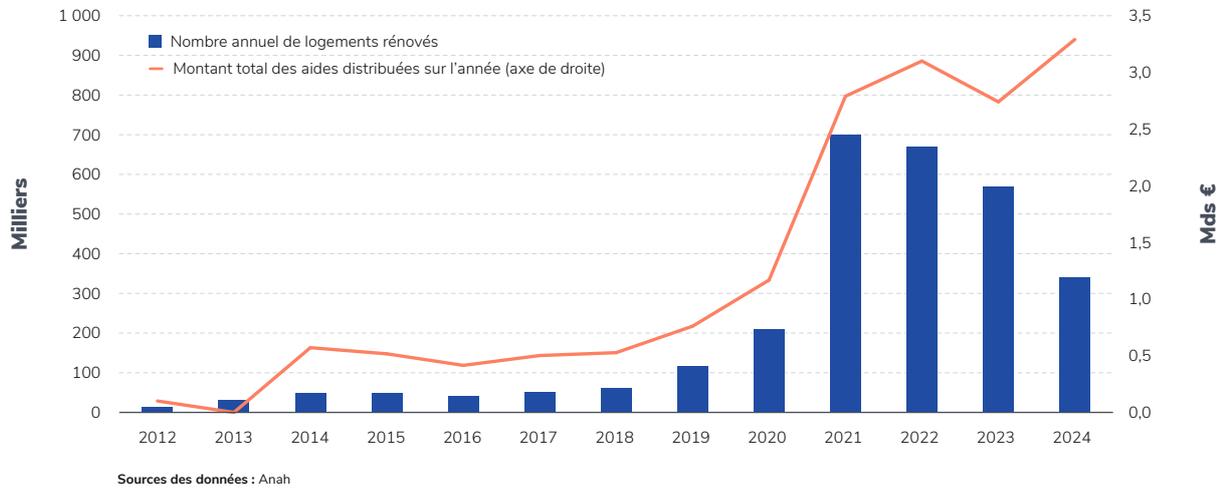
11. Au 1^{er} janvier 2024

12. Données 2021. Il s'agit de la dernière année pour laquelle la décomposition par usage de la consommation du secteur résidentiel est disponible sur le site du SDES.

13. [Le chauffage au fioul, encore très répandu en zone rurale - Insee Flash Bourgogne-Franche-Comté - 163](#)

14. Agence nationale de l'habitat, [Les chiffres clés de l'Anah, édition 2024](#), 2024

Figure 8.11 : Nombre de gestes de rénovations annuelles et aides versées



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.

En 2024, les aides ont principalement été orientées vers les rénovations d'ampleur. En conséquence, le nombre de rénovations a enregistré une baisse importante (-40 %) mais les aides distribuées ont augmenté de presque 20 %, pour atteindre 3,3 milliards d'euros. A fortiori, le nombre total de rénovations d'ampleur a augmenté significativement en 2024 (+20 000 logements en 2024).

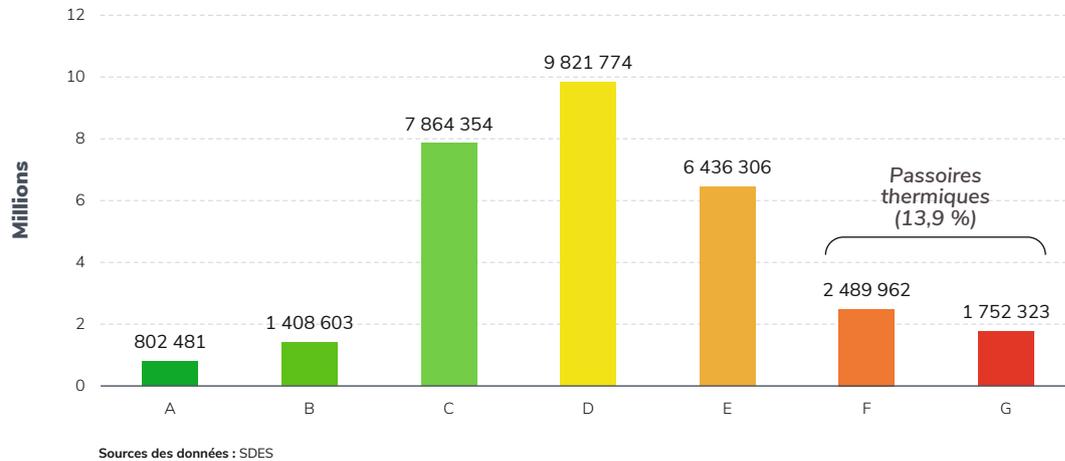
Au premier janvier 2024, 14% des résidences principales étaient des « passoires thermiques »

Afin de mieux cibler la politique de rénovation et d'informer les acheteurs et les locataires dans une transaction immobilière, un système de diagnostic de performance énergétique (DPE) a été mis en place par le gouvernement. Les étiquettes DPE notent les logements selon deux critères : les émissions de gaz à effet de serre CO₂ et la consommation énergétique du logement.

Pour qu'un logement soit classé dans une certaine catégorie, il faut que ses émissions et sa consommation énergétique soit toutes les deux en dessous du seuil de la catégorie en question. Par exemple, pour qu'un logement soit classé dans la catégorie A, il faut qu'il ait une consommation énergétique annuelle surfacique inférieure à 70 kWh/m² et que les émissions annuelles ne dépassent pas les 6 kg CO₂/m².

Au premier janvier 2024, le parc de logements était principalement constitué de bâtiments dont le diagnostic de performance énergétique (DPE) était classé « D ». Les logements les moins performants, notés F et G, sont souvent désignés par le terme « passoires thermiques »¹⁵. Ces logements représentaient encore 4,2 millions de résidences principales (environ 13,9 % du parc) en 2024 et sont les cibles prioritaires des politiques de rénovation thermique. Des mesures réglementaires, comme l'interdiction de louer les logements classés G à compter de 2025 et ceux classés F à compter de 2028, et financières, comme l'octroi d'aides supplémentaires pour sortir des classes F et G, sont mises en place afin d'inciter les propriétaires à effectuer des rénovations et ainsi améliorer les performances globales du parc de logements.

15. Diagnostic de performance énergétique - DPE | Ministères Aménagement du territoire Transition écologique

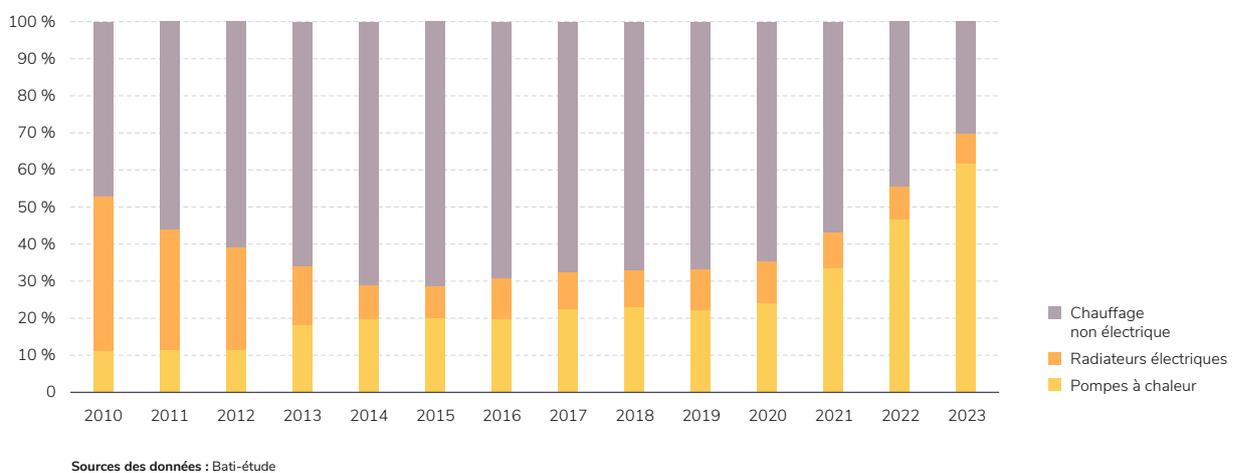
Figure 8.12 : Parc des résidences principales selon les étiquettes DPE au 1^{er} janvier 2024

En 2023, les pompes à chaleur sont désormais le mode de chauffage majoritaire dans le bâtiment neuf

Depuis quelques années, le chauffage électrique est redevenu majoritaire dans les bâtiments neufs, principalement sous l'effet du développement des pompes à chaleur. En 2023, les pompes à chaleur représentaient 60 % des systèmes de chauffages

principaux dans le neuf. Les premiers chiffres concernant les ventes de pompes à chaleur durant l'année 2024 font état d'une baisse du nombre des ventes par rapport à l'année précédente. Une des raisons relève du ralentissement de la construction neuve, sur fond de contexte économique peu favorable. À titre d'illustration, le nombre de mises en chantier annuel a diminué d'environ 12,3 % en année glissante¹⁶.

Figure 8.13 : Répartition des modes de chauffage dans les bâtiments neufs



16. [Statinfo - construction de logements](#)

La décarbonation de l'industrie, une opportunité pour l'économie française

La décarbonation de l'industrie française repose en partie sur l'électrification des usages

Environ la moitié de l'énergie utilisée par l'industrie est aujourd'hui d'origine fossile. La décarbonation¹⁷ de ce secteur repose sur le transfert des usages énergétiques vers des énergies décarbonées, mais aussi par le remplacement des fossiles utilisés en tant que matières premières par des alternatives bas-carbone.

En France, les 50 sites les plus émetteurs de gaz à effet de serre ont signé avec le gouvernement un contrat de réduction de leurs émissions à l'horizon 2030, détaillant les objectifs de réduction de gaz à

effet de serre et une partie des solutions identifiées pour les atteindre. Certains secteurs, notamment la cimenterie et la sidérurgie, mettent en avant la possibilité de transformer une partie de leurs procédés pour utiliser des matières premières moins émettrices ou pour diminuer leur recours aux énergies fossiles. Tous les secteurs mettent en avant le rôle clef que prendront deux technologies, pas encore disponibles à grande échelle, qui sont la captation du carbone en sortie de cheminée et le recours à de l'hydrogène décarboné. Enfin, les industriels insistent dans ce cadre sur l'importance de disposer d'un raccordement à haute tension au réseau de transport d'électricité afin de rendre possible l'électrification de certains procédés.



FOCUS

De nombreuses demandes de raccordement ont été formulées auprès de RTE

En tant que gestionnaire du réseau de transport à haute et très haute tension, RTE a ainsi contractualisé 6,2 GW de droits d'accès au réseau d'ici 2030 pour environ 60 projets concernant des industries manufacturières. Ces projets concernent soit des nouveaux sites, soit des augmentations de puissance de raccordement pour des sites préexistants.

Il existe également plusieurs projets d'électrolyseurs : l'électrification indirecte à travers la production d'hydrogène par des sources décarbonées s'inscrit en effet dans la stratégie française Énergie Climat, qui fixe un objectif de production de 600 kt/an d'ici 2030. Environ 40 projets ont contractualisé des droits d'accès au réseau à hauteur de 9,6 GW au même horizon temporel.

Enfin, le réseau de transport se prépare également à accueillir des nouveaux datacenters,

support de la souveraineté numérique du pays, comme le témoigne le sommet dédié à l'intelligence artificielle en février 2025. Ces infrastructures numériques pourront bénéficier d'une électricité abondante, délivrée par un réseau capable d'accueillir de grandes capacités. Début 2025, 40 nouveaux projets pour une puissance complémentaire de 5,3 GW disposent déjà de droits d'accès au réseau.

Ces nombreuses demandes ont conduit RTE à proposer une stratégie de raccordement différenciée selon que le projet se situe dans une zone favorable à l'accueil de nouveaux consommateurs et selon la puissance du projet en question. Les différentes stratégies de raccordement des industriels envisagées par RTE sont présentées dans [la fiche n° 5 du SDDR](#), soumise aux autorités compétentes début 2025.

17. En plus de l'électrification de l'industrie existante, la France devra décarboner les nouveaux sites industriels. Une partie de ces nouveaux sites est issue du mouvement de réindustrialisation. Si elle augmente mécaniquement la consommation énergétique de l'industrie, le retour en France de capacité de production industrielle entraîne une réduction de l'empreinte carbone française, tout en permettant un gain en souveraineté. Enfin, de nouvelles activités industrielles sont en train de se développer en France. Parmi celles-ci, une partie concerne les nouvelles technologies de l'énergie (dont le véhicule électrique, les batteries et l'hydrogène) qui permettent d'augmenter la part de valeur ajoutée française dans la réalisation de la transition énergétique

Annexes

BILAN ÉLECTRIQUE 2024

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	<i>Centraal Bureau voor de Statistiek</i> : 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'éclusée	Les centrales d'éclusée, 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 _{2eq}	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 Slovaquie, 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