



Le réseau
de transport
d'électricité

BILAN ÉLECTRIQUE 2023

RAPPORT COMPLET

BILAN ÉLECTRIQUE 2023
RAPPORT COMPLET

Bilan électrique 2023

SOMMAIRE

2023 : un nouvel équilibre pour le système électrique, différent de celui de la décennie passée	6
1. La consommation a affiché un net recul qui confirme la tendance amorcée en 2022	8
1.1 La consommation affiche une forte baisse sur l'ensemble de l'année	8
1.2 Après trente années de ralentissement de croissance (1990-2019), la consommation est en baisse depuis 2020	10
1.3 Secteur résidentiel : les effets de la crise énergétique sur la consommation des ménages ont continué d'être significatifs en 2023	12
1.4 Industrie : la consommation d'électricité est restée faible en 2023 par rapport aux niveaux d'avant-crise	12
1.5 Les températures élevées sur l'année ont tiré la consommation non corrigée des aléas météorologiques à la baisse	16
1.6 La pointe de consommation de 2023 est restée similaire à celle des années précédentes	18
2. Une production totale d'électricité en hausse, grâce à la progression des renouvelables et au redressement partiel de la production nucléaire	21
2.1 Vue d'ensemble	21
2.2 Une production nucléaire qui a engagé son redressement mais demeure encore loin de ses niveaux historiques	25
2.3 La production hydraulique a retrouvé un niveau conforme aux moyennes historiques grâce au bon remplissage des stocks	31
2.4 Un record de production pour l'éolien terrestre grâce au développement du parc et à des conditions favorables	34
2.5 Deux nouveaux parcs éoliens en mer en construction en 2023 et des objectifs à moyen-terme réhaussés	39
2.6 Un volume record de production solaire et une progression inédite du parc installé	42
2.7 La production thermique renouvelable et à partir de déchets est restée stable	46
2.8 Le parc thermique fossile a été nettement moins sollicité qu'en 2022 grâce au rebond du nucléaire et de l'hydraulique, à la hausse de la production renouvelable et à la baisse de consommation	48

3. Les prix de l'électricité sur les marchés de gros ont nettement baissé par rapport à 2022, sans toutefois retrouver les niveaux d'avant-crise	52
3.1 Les fondamentaux de marché se sont sensiblement améliorés en 2023	52
3.2 Les prix <i>spot</i> ont baissé de manière significative, mais leur volatilité est plus prononcée qu'avant la crise	54
3.3 Les prix <i>spot</i> français se sont généralement situés dans la plage des coûts variables de production des moyens thermiques	55
3.4 Le prix <i>spot</i> a connu une baisse plus marquée en France que dans les pays voisins, retrouvant son positionnement relatif habituel au sein des prix européens	58
3.5 Des prix négatifs structurellement plus fréquents	59
3.6 La prime de risque concernant les prix à terme s'est résorbée à partir de la fin de l'été	65
4. Le système électrique français a retrouvé son rôle habituel d'exportateur net	69
4.1 Les marchés de l'électricité ont assuré une utilisation optimale des ressources disponibles	69
4.2 Le solde a atteint 50,1 TWh dans le sens des exportations	71
4.3 L'analyse historique des échanges à la maille horaire, en plus des mailles annuelle et mensuelle, permet de brosser un portrait complet du fonctionnement du système électrique français et européen	73
4.4 Les échanges commerciaux avec les pays voisins : analyse par frontière	75
4.5 Analyse des échanges français à la maille européenne élargie	82
4.6 Les interconnexions électriques, des infrastructures essentielles pour la transition énergétique	86
4.7 La facture énergétique de la France est affectée de manière disproportionnée par les importations de combustibles fossiles	89
5. Les émissions de gaz à effet de serre du système électrique français ont atteint en 2023 un minimum historique	90
5.1 Largement décarbonée depuis la fin des années 1980, la production française d'électricité l'est encore plus depuis les années 2010	90
5.2 Un minimum historique d'émissions de gaz à effet de serre grâce au rebond de la production décarbonée et à la baisse de consommation	92
5.3 Même en tenant compte des émissions sur le cycle de vie, les émissions liées au système électrique français restent très faibles	94
5.4 Même en tenant compte des importations et des exportations d'électricité, le système électrique français reste largement décarboné	96
5.5 À la maille horaire, un système électrique français bas-carbone la majorité du temps, avec quelques pics d'intensité carbone	98
5.6 Le système électrique français a retrouvé son rôle de contributeur à la décarbonation du système électrique européen	100
5.7 Les importations françaises sont majoritairement décarbonées	102

6. L'électrification des usages est un levier essentiel pour que la France et l'Europe atteignent la neutralité carbone en 2050	103
6.1 Le marché des véhicules électriques est en progression, mais leur part dans le parc français reste faible	106
6.2 Décarbonation des bâtiments : une dynamique à amplifier pour atteindre les objectifs publics	110
6.3 L'électrification de l'industrie, un levier indispensable pour accompagner la réindustrialisation de la France	113
7. Une augmentation des besoins de flexibilité sous l'impulsion du développement des énergies renouvelables	119
7.1 Différents besoins et solutions de flexibilité	121
7.2 La courbe de charge résiduelle, un indicateur à suivre pour développer efficacement les flexibilités de la demande	123
7.3 La flexibilité de la demande est un levier déjà activé aujourd'hui	127
7.4 Les moyens de stockage	129
8. Le système électrique européen poursuit sa décarbonation grâce à un développement massif des capacités solaire et éolienne et à la fermeture des centrales à charbon	130
8.1 La baisse de la consommation européenne s'est poursuivie en 2023, en prolongement de la tendance constatée en 2022	132
8.2 La plupart des pays européens affichent une baisse de la production alignée avec le moindre niveau de consommation	136
8.3 Le mix électrique européen est désormais majoritairement décarboné	138
8.4 Dans l'ensemble, l'intensité carbone des mix électriques des pays européens est en nette baisse depuis 2017	140
8.5 La France a été le premier exportateur net d'électricité en Europe en 2023, grâce à son parc de production bas-carbone, une caractéristique partagée par les principaux pays exportateurs en Europe	142
8.6 Focus sur quelques pays	144
Glossaire	155

Bilan électrique 2023

SYNTHÈSE

2023 : un nouvel équilibre pour le système électrique, différent de celui de la décennie passée

Vue d'ensemble

L'année 2022 avait été marquée par trois crises énergétiques indépendantes et simultanées qui, cumulées, avaient mis en tension le système électrique français : des menaces sur l'approvisionnement en gaz à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie qui ont provoqué une envolée des prix ; une crise de la production nucléaire française (à son minimum depuis 1988) ; et une crise de la production hydraulique (à son minimum depuis 1976) du fait de faibles précipitations. **Malgré ce contexte très défavorable, le système électrique français avait fait preuve de résilience et n'avait pas subi de rupture d'approvisionnement**, grâce à la baisse de la consommation d'électricité en France et dans les pays voisins, aux échanges avec les pays voisins conformément aux règles de fonctionnement du marché commun européen, et à la sécurisation des approvisionnements en gaz.

Au cours de l'année 2023, les déterminants de la sécurité d'approvisionnement ont retrouvé une situation plus favorable :

- **la production électrique de toutes les filières décarbonées a nettement progressé (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire) ;**

- **la consommation a diminué par rapport à l'année précédente**, facilitant la couverture de la demande, dans la continuité de la dynamique observée à l'automne 2022 ;
- **les niveaux de prix ont diminué à la fois sur le marché spot et sur les marchés à terme**, avec une contraction des primes de risque retenues par les acteurs ;
- **le solde des échanges d'électricité est redevenu nettement exportateur, atteignant 50,1 TWh, et la France a retrouvé sa position traditionnelle de premier pays exportateur d'Europe (en volume) ;**
- **les émissions liées à la production d'électricité ont atteint leur plus faible niveau depuis le début des années 1950.**

Ainsi, le système électrique a retrouvé une situation d'équilibre dans laquelle les préoccupations sur la sécurité d'approvisionnement ont été largement atténuées. Ce «nouvel équilibre» ne constitue pas, pour autant, un retour à la situation d'avant-crise, la production des différentes filières ainsi que la structure de la consommation ayant significativement évolué depuis la fin des années 2010.

Analyse détaillée

La dynamique nettement baissière de la consommation française amorcée dès l'automne 2022, au moment de l'aggravation de la crise énergétique, s'est poursuivie tout au long de l'année 2023. En conséquence, le volume de consommation (corrigée des aléas météorologiques et calendaires) sur l'année a baissé de 3,2 % par rapport à celui de l'année précédente, atteignant 445,7 TWh.

Le volume total de production électrique a progressé de 11 % entre 2022 et 2023 pour atteindre 494,7 TWh, tout en restant en-dessous des niveaux antérieurs à 2020.

- La disponibilité du parc nucléaire s'est redressée au cours de l'année, par rapport aux niveaux historiquement faibles atteints en 2022, mais elle est restée significativement en retrait par rapport à celle des années d'avant-crise. Le volume de production nucléaire a atteint 320,4 TWh (contre 279,0 TWh en 2022 et 394,7 TWh en moyenne entre 2014 et 2019).
- L'année 2023 a été caractérisée par **des records de production à la fois pour l'éolien (50,8 TWh) et le solaire (21,6 TWh), qui ensemble ont totalisé près de 15 % de la production électrique**, contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement et à l'augmentation de l'offre d'électricité bas-carbone en France et dans les pays voisins, grâce aux échanges. En 2023, la capacité installée du parc solaire et éolien en mer a progressé de manière inédite pour la France.
- **La production hydraulique (58,8 TWh), qui est restée la deuxième filière de production électrique, a connu une nette reprise par rapport à l'année 2022** grâce notamment à des précipitations plus abondantes, qui ont permis de garder des niveaux de stock élevés.
- La conjonction simultanée de baisse de la demande et de hausse de la production

décarbonée ont concouru à **diminuer le recours aux combustibles fossiles et en particulier au gaz** (dont la production est passée de 44,0 TWh en 2022 à 30,0 TWh en 2023).

- **La production électrique à partir de charbon n'a jamais été aussi faible et est aujourd'hui anecdotique dans le mix français** (0,17 % de la production d'électricité française en 2023).

Dans l'ensemble, les filières bas-carbone ont continué de dominer largement le mix électrique : la production d'électricité française se situe parmi les moins émissives en gaz à effet de serre en Europe, **un constat qui s'est confirmé en 2023 avec près de 92 % de production décarbonée.** Ces éléments ont conforté la place du système électrique national en tant qu'atout de décarbonation de l'électricité en Europe grâce à l'exportation d'une partie de sa production bas-carbone.

Le regain de production électrique a permis de moins recourir aux importations et d'exporter des volumes plus conséquents : après une année 2022 singulière où le solde avait été importateur net (16,5 TWh dans le sens des importations) pour la première fois depuis 1980, **la France a retrouvé en 2023 une position historique d'exportatrice nette d'électricité avec un solde de 50,1 TWh.**

La diminution des tensions sur l'offre d'électricité s'est également reflétée favorablement sur les prix de marché, qui ont retrouvé des niveaux semblables à ceux de 2021. Le fort désalignement entre les prix à terme et les fondamentaux de marché observé en 2022, traduction d'une prime de risque spécifique à la France en raison des craintes des acteurs de marchés sur la sécurité d'approvisionnement (qui apparaissaient démesurées par rapport à la réalité), s'est progressivement résorbé en 2023, jusqu'à la convergence entre la France et les pays voisins¹.

1. Pour les prix à terme pour livraison au 1^{er} trimestre 2024.

Bilan électrique 2023

RAPPORT COMPLET

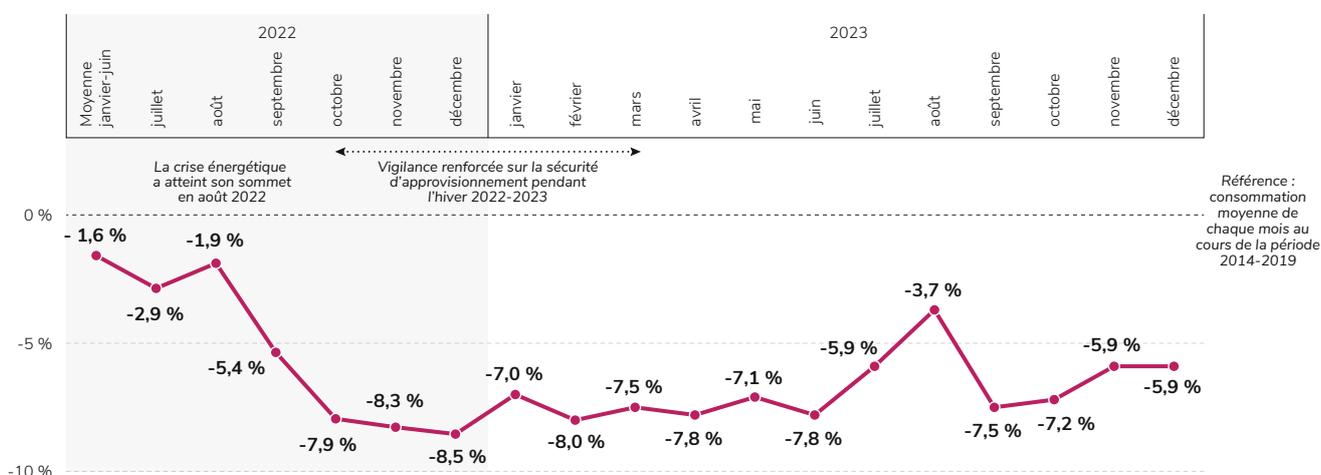
1. La consommation a affiché un net recul qui confirme la tendance amorcée en 2022

1.1 La consommation affiche une forte baisse sur l'ensemble de l'année

La consommation d'électricité en France métropolitaine, corrigée de l'effet des aléas météorologiques², et des variations de calendrier, a atteint un niveau de 445,7 TWh en 2023, soit une diminution de 14,5 TWh (-3,2 %) par rapport à l'année précédente et de 32,4 TWh (-6,8 %) par rapport à la période d'avant crise sanitaire (2014-2019).

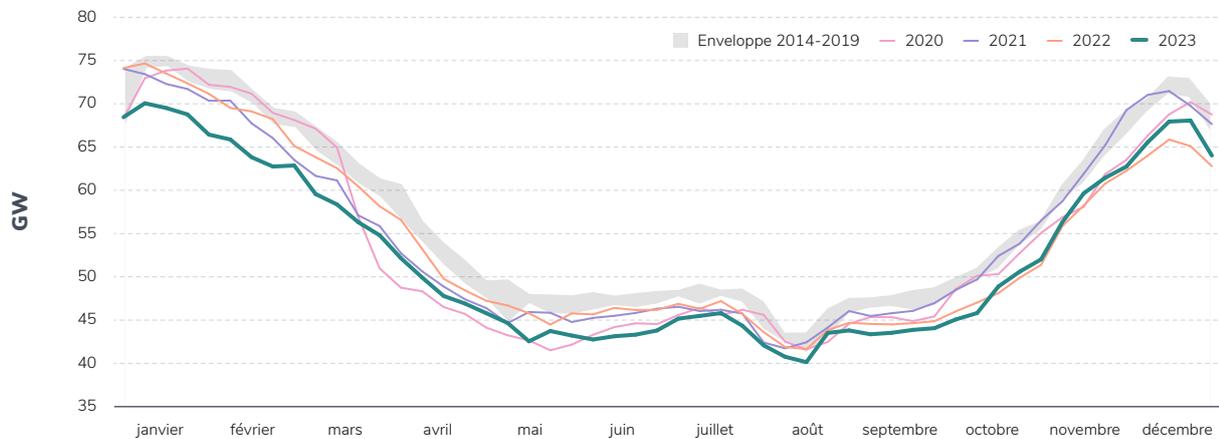
Cette réduction de consommation par rapport à la période d'avant-crise a atteint 6 à 8 % sur la plupart des mois de l'année. Elle s'inscrit dans la continuité des trois derniers mois de 2022, qui avaient affiché une baisse similaire sous les effets de la crise énergétique.

Figure 1.1 : Écart entre la consommation mensuelle de 2022 et 2023, et la consommation moyenne des mêmes mois sur la période 2014-2019



2. Correction qui permet 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.

Figure 1.2 : Consommation hebdomadaire moyenne corrigée des aléas météorologiques (sur les jours ouvrés uniquement)



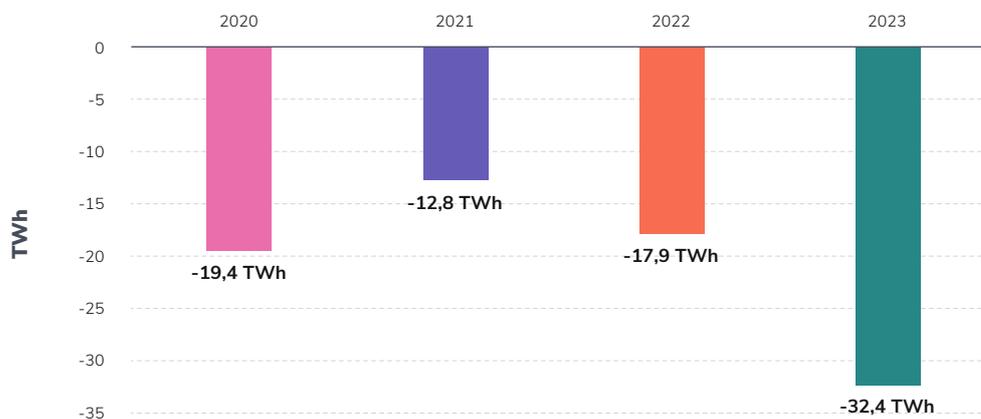
À titre de comparaison, la baisse de consommation mensuelle est, en moyenne, de la même amplitude que celle observée lors du premier confinement national entre mars et mai 2020, mais elle avait été de plus courte durée à l'époque. Cette réduction de consommation persistante au fil des mois en 2023 a conduit à un écart entre le niveau de consommation de 2023 et ceux des années précédentes qui s'est accru tout au long de l'année.

La diminution de la consommation en 2023 est de plus grande ampleur que les baisses observées au cours des années précédentes, conséquence de

plusieurs facteurs économiques, géopolitiques et énergétiques :

- **Des incitations à la sobriété énergétique et aux économies d'énergie** : dès l'hiver 2022-2023, les craintes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz et en électricité ont conduit les pouvoirs publics à encourager la sobriété énergétique dans les administrations, les entreprises et auprès de la population. En parallèle, le dispositif écoWatt déployé par RTE a également aidé à sensibiliser les particuliers et les acteurs économiques à effectuer des économies d'énergie.

Figure 1.3 : Écart entre la consommation des années 2020 à 2023 et la moyenne sur la période 2014-2019



- **Des prix de l'énergie élevés** : les prix de l'énergie et de l'électricité négociés sur les marchés de gros sont restés élevés en 2023 par rapport aux niveaux qu'ils avaient avant la crise énergétique³ même si leurs valeurs sont sensiblement moins élevées que celles de l'année 2022. Les hausses observées sur ces marchés se sont partiellement répercutées sur les consommateurs finals, ces derniers ayant été protégés par plusieurs dispositifs gouvernementaux (bouclier tarifaire pour les particuliers, prix de l'électricité garanti pour les TPE, amortisseur d'électricité pour certaines entreprises⁴) qui en ont limité les effets. Pour autant, la hausse des factures électriques est restée conséquente pour les consommateurs, dans un contexte de désalignement durable entre les coûts de production et les prix de marché qui a mené à réinterroger les modalités de fonctionnement des marchés et les possibilités d'une intervention publique (voir partie Prix).
- Plus généralement, on observe depuis la fin de 2022 **une hausse des prix des matières premières et une inflation forte**. L'ensemble

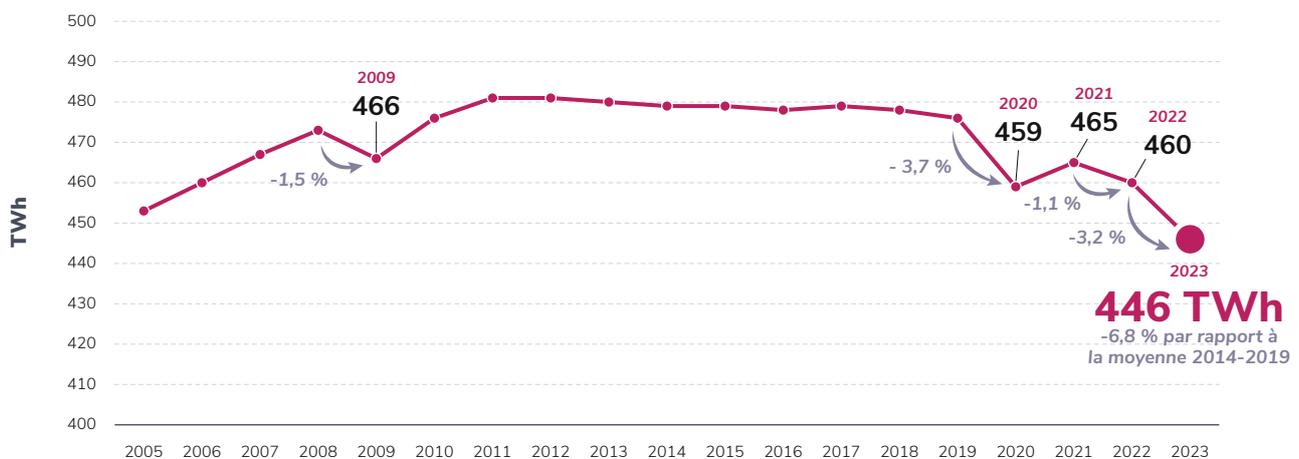
des prix a fortement augmenté ce qui perturbe les processus d'approvisionnement et de production des agents économiques et la consommation des ménages.

- **Les effets long terme de la pandémie de Covid-19** : depuis 2020 la consommation française, et plus particulièrement celle des entreprises, est restée à des niveaux en deçà de ceux observés avant la crise sanitaire. En témoigne l'indice de production de l'industrie manufacturière⁵, qui n'est jamais retourné aux niveaux atteints à la fin des années 2010.

1.2 Après trente années de ralentissement de croissance (1990-2019), la consommation est en baisse depuis 2020

L'année 2023, comme les trois années qui l'ont précédée, affiche des niveaux de consommation inférieurs à ceux de la période 2014-2019, qui avaient déjà été caractérisées par un ralentissement global de la croissance de la consommation électrique.

Figure 1.4 : Évolution entre 2005 et 2023 de la consommation corrigée des effets météorologiques et calendaires



3. Voir chapitre Prix.

4. Ministère de l'Économie, *Hausse des prix de l'énergie : les dispositifs d'aide aux entreprises*, 2023

5. Insee, *Indice CVS-CJO de la production industrielle (base 100 en 2015) - Industrie manufacturière (NAF rév. 2, niveau section, poste C)*, 2024

Ce ralentissement progressif, particulièrement marqué sur la décennie 2010-2020, et constaté autant en France qu'en Europe, s'explique essentiellement par :

- un ralentissement de la croissance économique à la suite de la crise financière de 2008, ainsi qu'une croissance démographique plus faible ;
- la poursuite de la tertiarisation de l'activité économique ainsi que la modification du tissu industriel français ;
- un renforcement des mesures d'efficacité énergétique au sein des bâtiments et de performance des équipements,

Cette phase de stabilité a été suivie en 2020 par une forte diminution liée aux conséquences de la crise sanitaire, la consommation avait alors atteint son plus bas niveau depuis 2005. La consommation d'électricité française n'a depuis jamais retrouvé le niveau de consommation observé en 2019. Après une reprise en 2021, elle avait atteint en 2022 le même niveau qu'en 2020, sous l'effet des efforts de sobriété et plus largement de la pression inflationniste liée à la triple crise énergétique européenne. Cette tendance baissière s'est confirmée tout le long de l'année 2023 si bien qu'il

faut remonter au début des années 2000 pour trouver des niveaux de consommation comparables. Par ailleurs, les baisses de consommation observées entre 2019 et 2020 (-3,7 %) et entre 2022 et 2023 (-3,2 %) sont respectivement les premières et deuxièmes plus importantes depuis 1946.

Si le ralentissement observé dans les décennies précédentes est la conséquence des facteurs structurels mentionnés plus haut, la réduction de consommation observée depuis 2020 est l'effet des crises sanitaires et énergétiques qui se sont succédé. Il est vraisemblable qu'au moins une partie des effets de ces crises perdure, du fait des modifications des comportements et des changements ou adaptation d'équipements, chez les particuliers comme au sein des entreprises, ainsi que de l'arrêt de certaines activités économiques. Pour atteindre les objectifs climatiques fixés pour le moyen et le long terme, la consommation d'électricité devrait cependant retrouver une dynamique haussière liée aux transferts d'usages des énergies fossiles vers l'électricité, même s'il est difficile d'estimer précisément quand cette nouvelle tendance deviendra visible.



FOCUS

Pourquoi corriger la consommation du climat ?

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. Ce calcul est réalisé chaque année sur la base des données de consommation et de température. De cette manière, il est possible d'identifier les variations de consommation dues à des tendances structurelles (démographie, activité économique,

changements de comportement) ou à la conjoncture (crise sanitaire, efforts ponctuels de sobriété, etc.) de ce qui relève uniquement de la thermosensibilité du système électrique français. 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.

1.3 Secteur résidentiel : les effets de la crise énergétique sur la consommation des ménages ont continué d'être significatifs en 2023

La consommation électrique du secteur résidentiel a été, comme pour les autres secteurs, inférieure à celle des années précédentes sur l'année 2023. Si une partie de la réduction de consommation de la part des ménages découle d'actions volontaires en faveur de la sobriété énergétique, les enquêtes menées depuis l'année dernière ont permis de constater que l'effet des niveaux de prix de l'énergie et plus largement de l'inflation générale ont été prépondérants.

Les résultats de l'enquête⁶ mené par RTE en partenariat l'institut IPSOS sur un large panel de français (13 000 personnes) à l'issue de l'hiver 2022-2023 suggèrent que les arguments financiers sont ceux ayant le plus pesé dans la décision des ménages d'entreprendre des actions de réduction de la consommation d'électricité lors de l'hiver 2022-2023. En effet, ces arguments sont évoqués par 79 %⁷ des répondants pour expliquer la mise en place des écogestes lors de l'hiver en question. Plus précisément, 59 % d'entre eux ont déclaré que leurs actions d'économie d'énergie ont été une réponse à l'augmentation des coûts de l'électricité et 46 % ont déclaré qu'elles ont été une compensation à la hausse des autres postes de dépenses⁸.

En 2023, le contexte économique est resté très contraignant pour les ménages, avec une inflation

de 4,9 %⁹ en moyenne sur l'année. Les tarifs réglementés de l'électricité ont augmenté une première fois au 1^{er} février 2023, de 15 %¹⁰ en moyenne, et une seconde fois en août de 10 % en moyenne lors de la réactualisation annuelle du tarif réglementé de vente¹¹. Pour rappel, l'inflation avait été de 5,2 % sur l'ensemble de l'année 2022 et la hausse du tarif réglementé de vente avait été limitée à 4 % en moyenne pour les consommateurs bénéficiant de ce tarif.

1.4 Industrie : la consommation d'électricité est restée faible en 2023 par rapport aux niveaux d'avant-crise

Le contexte macroéconomique défavorable des années 2022 et 2023 a pesé sur la production industrielle en France comme en témoigne l'observation des indices de production de plusieurs secteurs industriels¹². Notamment, les secteurs du bois, papier et imprimerie¹³, du caoutchouc, plastique et minéraux non métalliques¹⁴ et de la métallurgie et produits métalliques¹⁵ ont vu leurs productions tendanciellement diminuer en volume depuis le début de l'année 2022, tendance qui s'est maintenue lors de l'année 2023.

La baisse du volume produit à partir de la rentrée 2022 et qui s'est prolongée sur l'année 2023 a été plus marquée pour certaines branches dont la production est intensive en énergie, signe que les stratégies des acteurs économiques ont été fortement conditionnées par les prix de l'énergie.

6. RTE-Ipsos, *La disposition des Français à changer leurs modes de vie en faveur de la transition énergétique*, 2023

7. Les répondants pouvaient donner jusqu'à deux réponses possibles. 79 % d'entre eux ont donc donné au moins un argument financier.

8. Le questionnaire du sondage donnait la possibilité de choisir plusieurs réponses parmi les options listées, d'où un total dépassant 100 %. Les autres raisons avancées par les répondants et ayant citées par au moins 20 % d'entre eux sont des raisons de civisme (28 % en 3^e position) et de sensibilité écologique (20 % en 4^e position).

9. Insee, *En 2023, léger ralentissement des prix à la consommation en moyenne annuelle*, 2024

10. Cette hausse, bien que conséquente, a été limitée par le bouclier tarifaire. Sans cela, les factures d'énergie auraient augmenté de 120 % – [Ministère de la Transition Écologique, Bouclier tarifaire pour l'électricité](#), 2023

11. Une estimation mise à disposition par le médiateur national de l'énergie fait état d'une évolution haussière de près de 26 % sur l'année 2023 pour un consommateur « moyen » ayant un contrat de type « base » au tarif réglementé, et d'environ 27 % pour un consommateur ayant un contrat avec distinction entre heures pleines et heures creuses.

12. Divisions selon la Nomenclature d'Activités Française de niveau 2. Les indices de production industrielle sont des indicateurs produits par l'INSEE et témoignent de l'évolution de la valeur produite en euros constants, normalisée par rapport à une année de référence.

13. Insee, *Indice CVS-CJO de la production industrielle (base 100 en 2015) - Travail du bois, industries du papier et imprimerie (NAF rév. 2, niveau A38, poste CC)*, 2024

14. Insee, *Indice CVS-CJO de la production industrielle (base 100 en 2015) - Fabrication de produits en caoutchouc et en plastique ainsi que d'autres produits minéraux non métalliques (NAF rév. 2, niveau A38, poste CG)*, 2024

15. Insee, *Indice CVS-CJO de la production industrielle (base 100 en 2015) - Métallurgie et fabrication de produits métalliques à l'exception des machines et des équipements (NAF rév. 2, niveau A38, poste CH)*, 2024

La diminution de production de certaines industries s'est reflétée sur la consommation électrique du secteur industriel. En particulier, les industries grande consommatrices d'électricité, connectées au réseau de transport d'électricité, ont affiché en 2023 un volume de consommation d'environ 13,4 % en-dessous de celui de la période 2014-2019 (soit une baisse de 8,9 TWh), et de 4,3 %

(soit une baisse de 2,6 TWh) par rapport à l'année précédente. Cela représente environ un quart de la baisse de consommation totale sur la période, alors que la consommation des entreprises alimentées par le réseau de transport représente environ 13 % de la consommation électrique totale. La réduction de consommation a en effet concerné particulièrement le secteur industriel¹⁶ et notamment les

Figure 1.5 : Répartition sectorielle de la consommation et de la baisse de consommation pour les quatre derniers mois de 2022 et l'année 2023

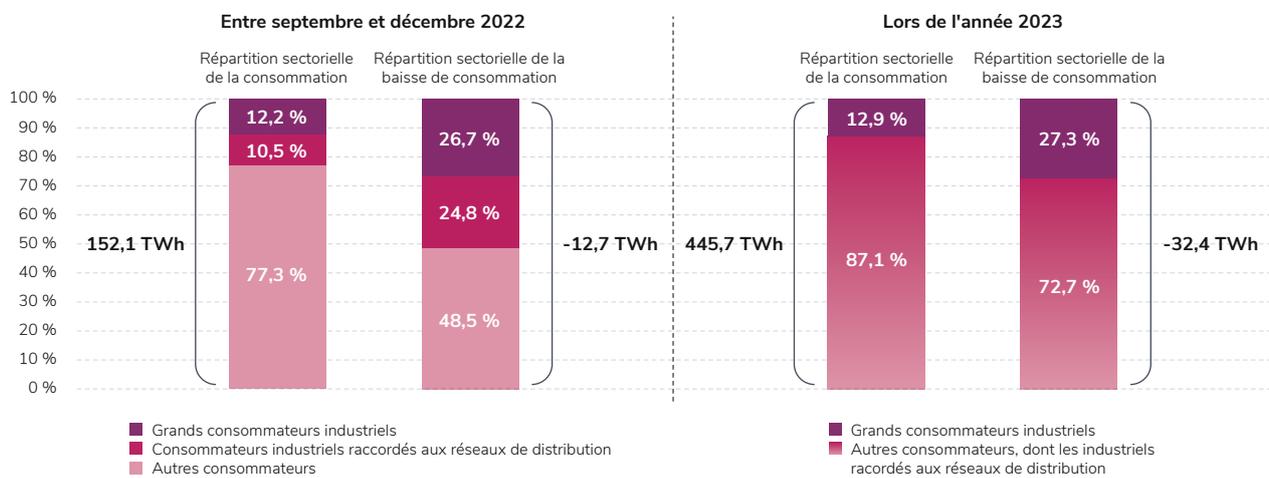
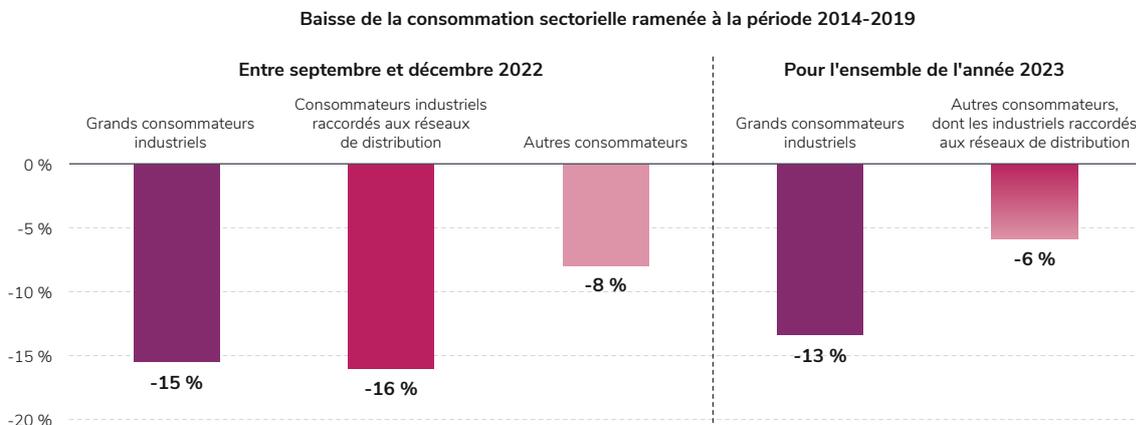
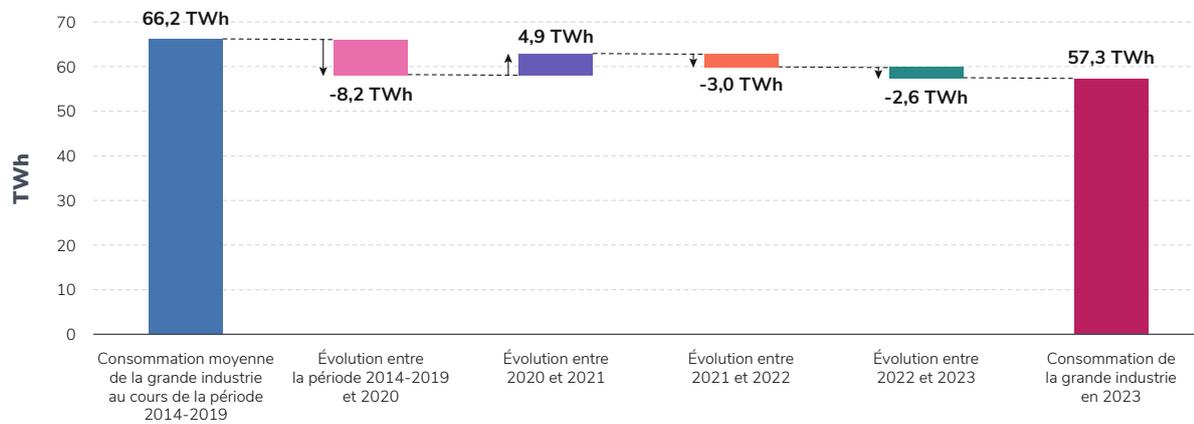


Figure 1.6 : Baisse sectorielle de la consommation lors des quatre derniers mois de 2022 et de l'année 2023 par rapport à la période 2014-2019



16. Les données de répartition sectorielle de la consommation pour les consommateurs alimentés par les réseaux de distribution ne sont pas encore disponibles, mais la dynamique montre une tendance similaire à celle de l'année 2022 pour l'industrie alimentée par ces réseaux.

Figure 1.7 : Décomposition de l'évolution de la consommation de l'industrie raccordée au réseau de RTE



grands consommateurs d'électricité. Par exemple, la baisse de consommation a été particulièrement forte pour la métallurgie (-20 % par rapport à 2014-2019 et -8 % par rapport à l'année 2022) et le papier carton (-26 % par rapport à 2014-2019 et -14 % par rapport à l'année 2022), mais également pour le secteur automobile¹⁷ (-24 % par rapport à 2014-2019 mais stable par rapport à l'année 2022), bien que ce dernier ne fasse pas partie des industries électro intensives.

Cette évolution marquée en 2023 s'inscrit dans une tendance plus générale qui est que la consommation

de l'industrie est, aujourd'hui encore, toujours très affectée par les effets de la crise sanitaire. Environ un tiers de la baisse de consommation observée en 2023 par rapport à 2014-2019 s'est en effet constituée lors de cette dernière. En outre, la baisse de consommation observée en 2022 puis en 2023 est plus importante que l'augmentation de consommation observée en 2021, liée à la reprise économique post Covid. Fin 2023, le niveau de consommation des grands consommateurs industriels a donc atteint un niveau inférieur à celui de l'année 2020.

17. Les variations indiquées se rapportent aux consommateurs alimentés directement par le réseau de transport. Une très large partie de la consommation électrique du secteur de la métallurgie et du secteur des industries du papier et carton est alimentée directement par le réseau de transport. La consommation électrique du secteur automobile est à peu près équitablement répartie entre les réseaux de distribution et le réseau de transport.



FOCUS

Les industriels et l'augmentation des prix de l'énergie

Les premières estimations de la facture électrique des industriels font état d'une hausse considérable en 2023 : la DGE¹⁸ a estimé en septembre 2023 que cette facture s'établirait à environ 29 milliards d'euro en 2023, contre 16 milliards en 2022 et 10 milliards en 2021. Cette augmentation n'a pas affecté uniformément l'ensemble des industries, certains secteurs étant structurellement plus sensibles aux prix des matières premières énergétiques. Même au sein d'un secteur, les factures énergétiques ont pu varier selon les entreprises, en fonction des contrats négociés avec les fournisseurs. L'INSEE montrait en 2022 que les hausses de factures électriques dépendaient

du niveau d'indexation des contrats individuels avec les prix de marché, mais aussi du moment où ces contrats ont été renégociés¹⁹.

Même si cette augmentation est significative, elle a été contenue par de nombreux dispositifs gouvernementaux à destination des entreprises. Ces aides ont mitigé les conséquences de l'augmentation des prix de l'électricité sur ces consommateurs soit par une réduction directe de la facture des consommateurs industriels éligibles, soit en facilitant l'échelonnement de leur paiement de leurs fournisseurs, soit en prenant directement en charge une partie de celle-ci.

18. Ministère de l'Économie. *Quelle incidence de la hausse des prix de l'énergie sur l'industrie ?*, 2023

19. Insee. *En 2022, le prix annuel moyen du MWh d'électricité a augmenté de 45 % et celui du MWh de gaz de 107 %*, 2023

1.5 Les températures élevées sur l'année ont tiré la consommation non corrigée des aléas météorologiques à la baisse

Selon Météo-France²⁰, l'année 2023 a été en France la seconde année la plus chaude jamais enregistrée, juste derrière 2022 (mondialement, il s'agit de l'année la plus chaude jamais enregistrée) avec une

température de 14,4 °C soit 1,4 °C au-dessus des normales de 1991-2020.

Les températures ont été plus élevées que les normales de saison tout au long de l'année : les moyennes mensuelles se sont situées quasi systématiquement au-dessus des normales de saison, et d'autant plus sur la seconde moitié de l'année.

Figure 1.8 : Températures moyennes mensuelles pour 2022 et 2023, comparées aux normales de saison

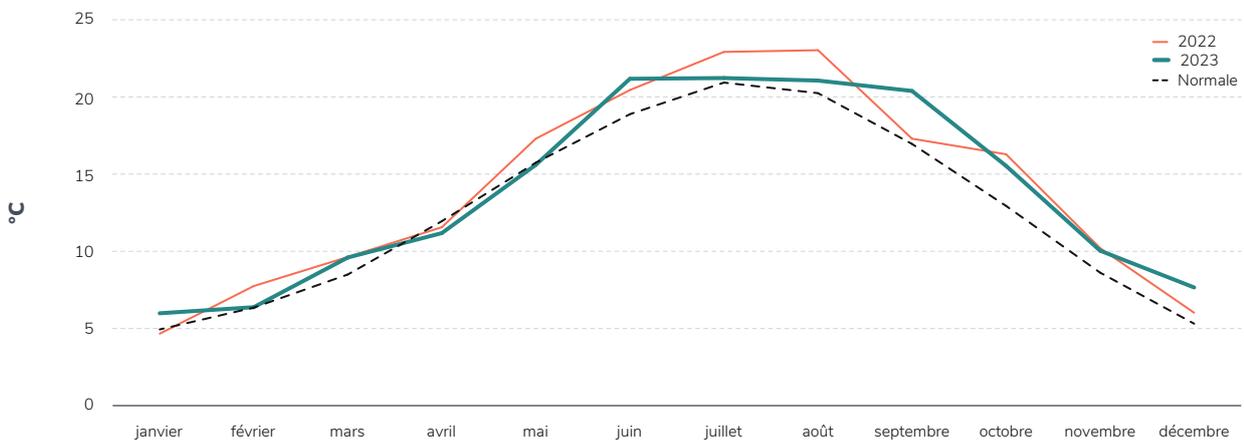
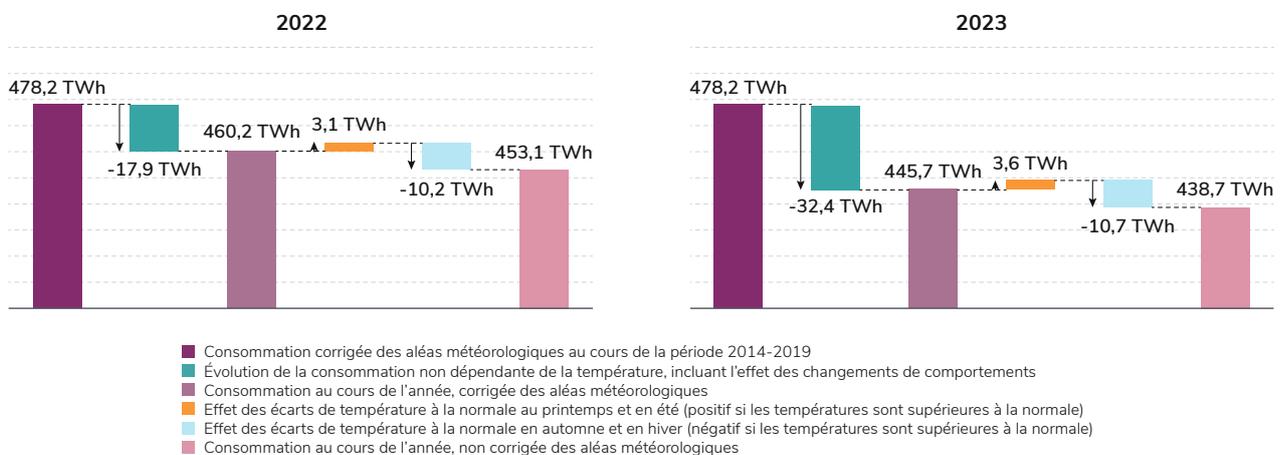


Figure 1.9 : Comparaison entre la consommation moyenne au cours de la période 2014-2019 (corrigée des aléas météorologiques), la consommation corrigée en 2022 et 2023, et la consommation non corrigée des aléas météorologiques de ces mêmes années



20. Météo-France, Bilan climatique de l'année 2023, sur le podium des années les plus chaudes en France, 2024

L'été 2023 se classe au 4^e rang des étés les plus chauds depuis 1900 derrière les étés de 2003, de 2020 et juste derrière 2018. Dans la lignée de l'été, l'automne 2023 a été l'automne le plus chaud depuis le début des mesures, le mois de septembre 2023 s'est révélé en France le mois le plus chaud depuis 1900 et le mois d'octobre 2023 le deuxième le plus chaud derrière le mois d'octobre 2022.

En conséquence, les températures ont tiré la consommation brute à la baisse, par rapport à

une consommation à température normale, pendant toute la saison de chauffe, et à la hausse en été, mais de manière plus modérée. Dans l'ensemble, le taux d'équipement en chauffage électrique étant supérieur au taux d'équipement en climatisation, l'effet de la température sur la consommation électrique est prépondérant pendant les mois d'hiver et en conséquence la consommation brute sur l'année 2023 se révèle inférieure à la consommation corrigée.

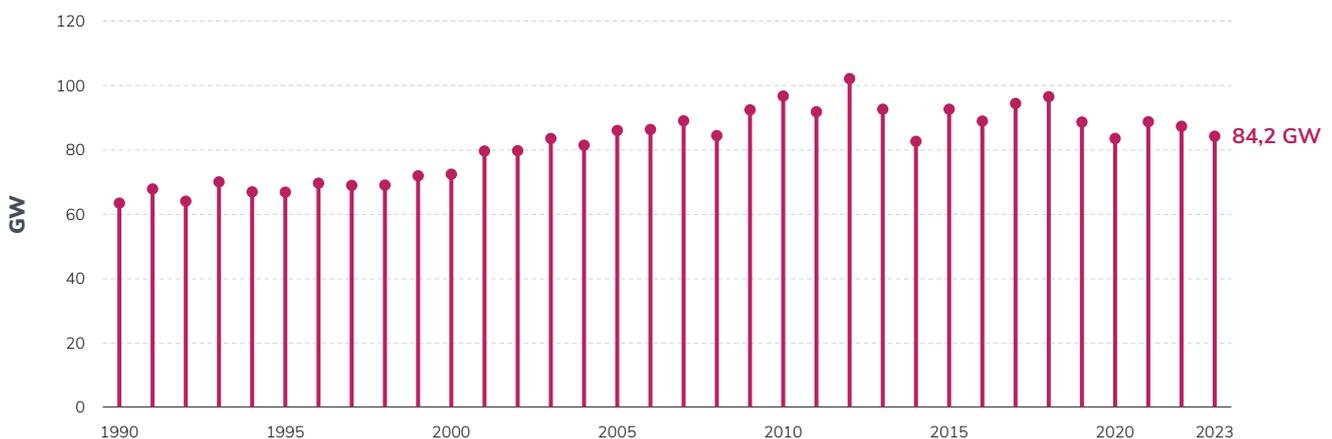
1.6 La pointe de consommation de 2023 est restée similaire à celle des années précédentes

1.6.1 La consommation a atteint son niveau maximal de 84,2 GW le lundi 23 janvier 2023 à 19 h

Des épisodes passagers de température froide, ayant principalement eue lieu au début de l'année, ont tiré ponctuellement la consommation vers le haut, si bien que le pic de consommation a été atteint, le lundi 23 janvier 2023 à 19 h. Il a atteint 84,2 GW soit environ 7 % de moins que la moyenne des maxima de consommation annuels sur la période 2014-2019. Cette valeur s'explique par les effets opposés des économies d'énergie et d'une température faible (1,3 °C en moyenne sur la journée soit plus de 3,8 °C en dessous de la normale de saison).

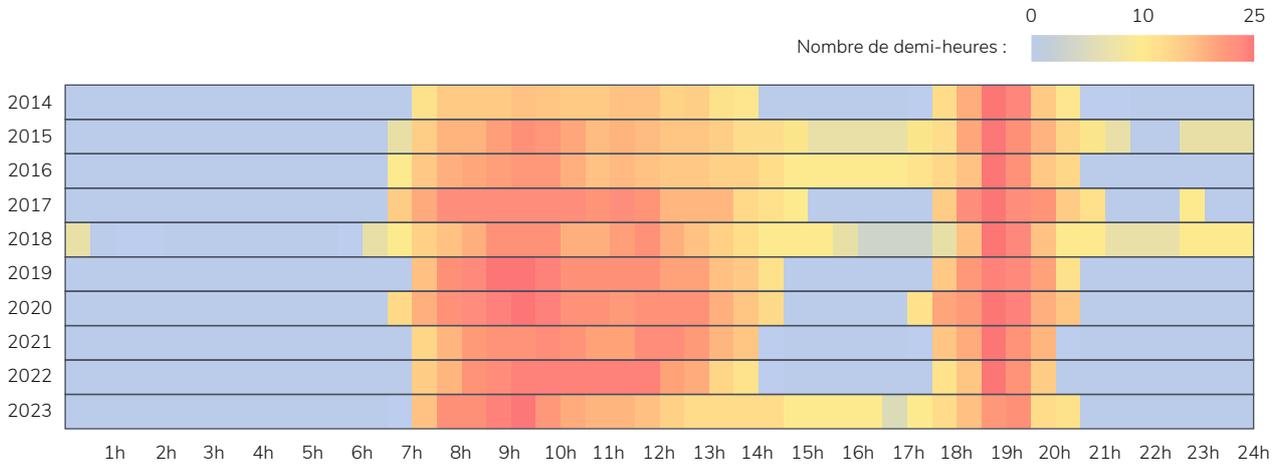
Le pic de consommation de l'année 2023 a été observé entre 19 h et 20 h ; comme lors de 31 des 34 dernières années. Cette période du soir correspond au moment où une grande partie de la population met en marche des appareils de cuisson, de chauffage et d'éclairage. Cependant, en 2017, 2020 et 2022 les pics de consommation annuels sont survenus pendant le plateau du matin²¹, période qui coïncide avec le démarrage de l'activité économique (usines de production, chauffage dans les bureaux et les magasins, etc.). Ces deux périodes sont les plus majoritairement représentées parmi celles ayant un niveau de consommation parmi les plus élevés d'une année. À titre d'illustration, le lundi 23 janvier 2023, journée lors de laquelle la pointe de consommation annuelle a été atteinte le soir, la consommation électrique a aussi été élevée lors du plateau du matin puisqu'elle a dépassé le seuil des 82 GW entre 9 h et 12 h avec un maximum à 82,7 GW lors de cette période.

Figure 1.10 : Évolution des pics de consommation d'électricité en France entre 1990 et 2023



21. Pendant une journée froide, les niveaux de consommation électriques observés peuvent alors atteindre des valeurs élevées pendant une durée plus longue que lors de la pointe du soir, c'est pourquoi on désigne cette période par le terme de « plateau du matin ».

Figure 1.11 : Distribution temporelle des demi-heures de l'année ayant des niveaux de consommation qui font partie des 1 % les plus élevés de l'année



1.6.2 Les niveaux de consommation les plus élevés ont été concentrés sur dix-sept journées ; principalement sur fin janvier

Même s'il est plus probable que le maximum instantané de consommation sur une année survienne le soir, lors d'un épisode de froid marqué, les appels de puissance enregistrés sont importants sur l'ensemble des journées concernées. Ceci, en raison

de la part importante que représente le chauffage électrique dans le parc de bâtiments : celui-ci équipe presque 40 % des logements résidentiels et 30 % des surfaces du parc tertiaire. Pendant la période de chauffe, qui s'étend traditionnellement du 15 octobre au 15 avril, le recours au chauffage électrique entraîne la consommation d'électricité à la hausse.

Figure 1.12 : Consommation journalière en fonction de la température journalière moyenne (entre 2014 et 2023)

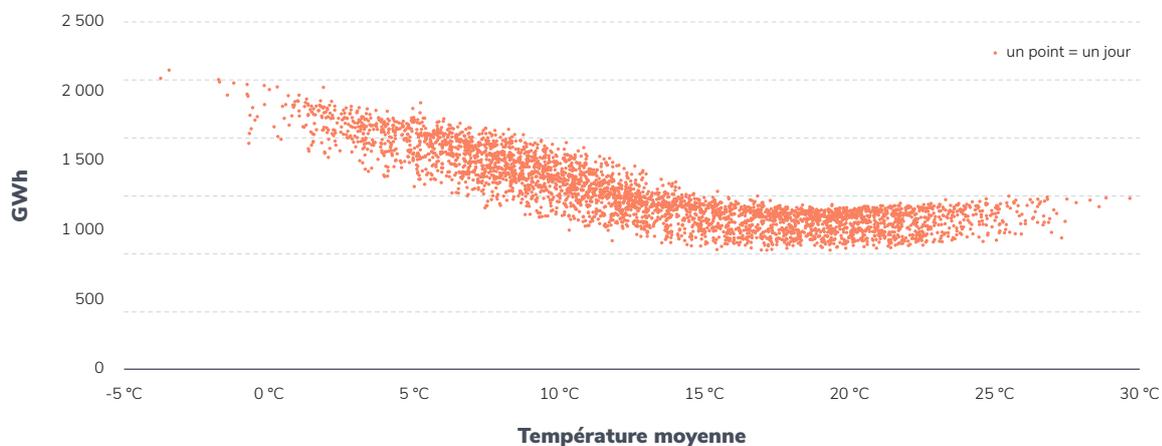
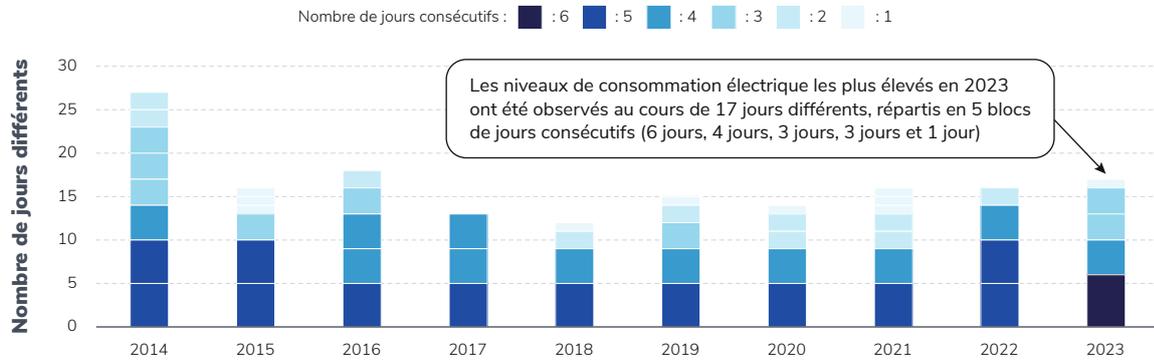


Figure 1.13 : Nombres de jours différents pendant lesquels les niveaux de consommation demi-horaires font partie des 1 % les plus élevés de l'année



Lecture : le graphique représente le nombre de jours différents pendant lesquels s'observent les demi-heures ayant un niveau de consommation supérieur à 99 % de l'ensemble des demi-heures lors de chacune des années. Par exemple, les demi-heures ayant les niveaux de consommation électrique les plus élevés de l'année 2023 se sont produites lors de 17 jours différents. Une seconde information est apportée par la couleur des histogrammes : une couleur représente un nombre de jours consécutifs. Par exemple, en 2023, les niveaux de consommations électriques les plus élevés ont été observés sur 17 jours différents, dont un bloc de six jours consécutifs, un bloc de quatre jours consécutifs, deux blocs de trois jours consécutifs, et un jour isolé.

En conséquence, les pics de consommation horaires sur une année se produisent généralement lors d'un nombre limité de journées, souvent

consécutives, qui correspondent aux cœurs des épisodes de froid.

2. Une production totale d'électricité en hausse, grâce à la progression des renouvelables et au redressement partiel de la production nucléaire

2.1 Vue d'ensemble

2.1.1 Le volume de production a nettement progressé en 2023 par rapport au niveau historiquement bas de l'année 2022

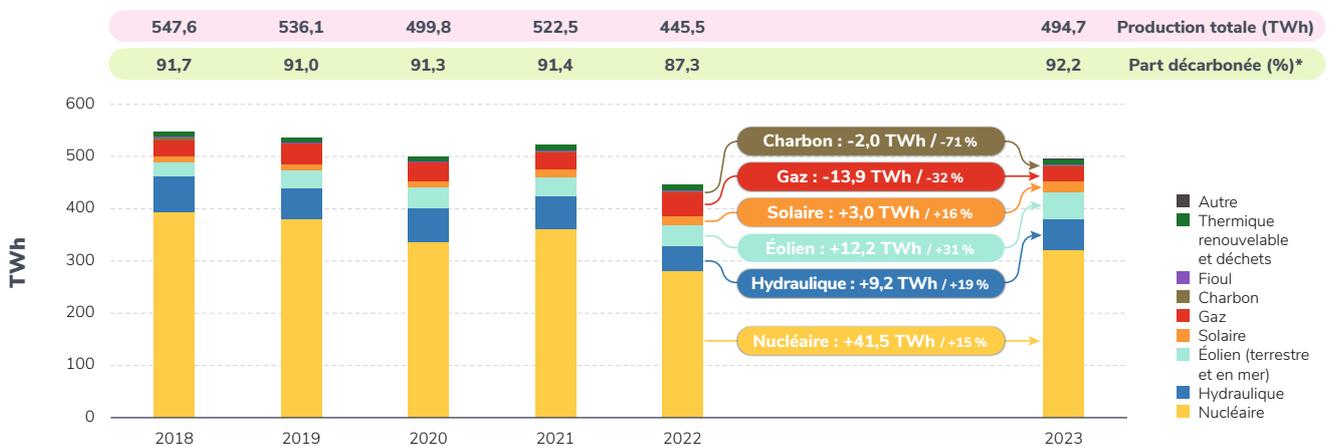
Essentiellement sous l'effet de la crise de la production nucléaire due au phénomène de corrosion sous contraintes, mais également en partie du fait des faibles précipitations, l'année 2022 avait été singulière pour la production d'électricité en France, autant du point de vue du volume total produit que de la répartition entre filières. En 2023, la production a retrouvé des caractéristiques plus proches de l'historique, tout en restant en écart par rapport aux années avant-crise.

Ainsi, le volume de production a nettement progressé en 2023 (+11 %) par rapport au niveau historiquement bas de l'année 2022, atteignant 494,7 TWh (contre 445,5 TWh en 2022). Toutefois, il est resté inférieur à celui des années précédentes aux crises sanitaire et énergétique (537,6 TWh en moyenne au cours de la période

2014-2019), et même à celui de l'année 2020 (499,8 TWh), pourtant marquée par le confinement. En effet, du fait de la baisse structurelle de la consommation et tenant compte des niveaux d'importation et d'exportation, qui ont retrouvé une situation similaire à celle d'avant-crise, **l'équilibre du système électrique a été atteint en 2023 avec une production et une consommation plus faible que celles de 2020 ou des années précédentes.**

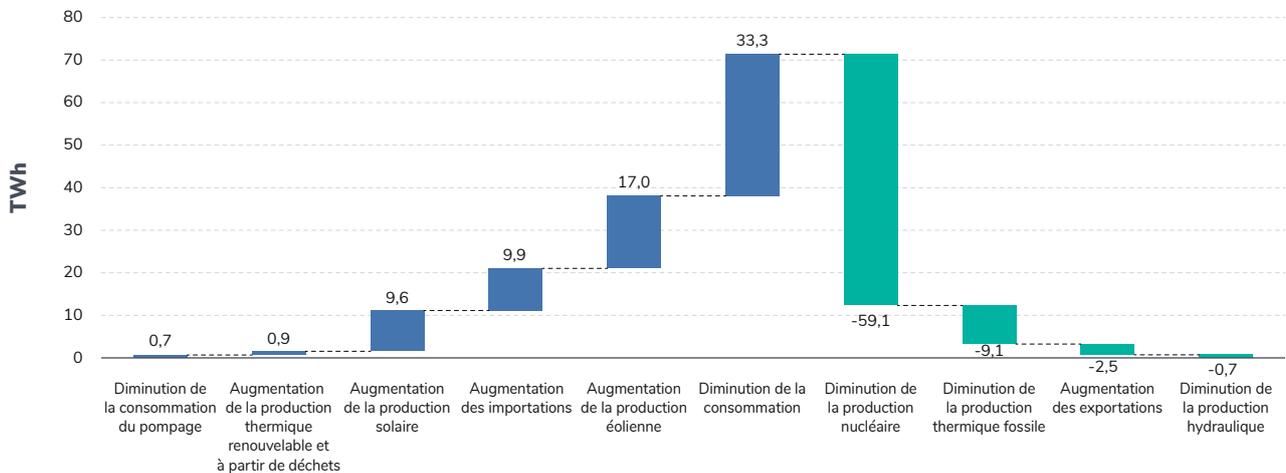
L'augmentation de la production en 2023 est le résultat, d'une part, de la hausse significative du volume de production nucléaire (+41,5 TWh) ainsi que, dans une moindre mesure, du volume des productions hydraulique (+9,2 TWh), éolienne et solaire (+15,2 TWh pour ces deux filières cumulées). D'autre part, l'année 2023 a vu une nette baisse de la production des moyens thermiques fossiles (-16,5 TWh), qui avaient été fortement sollicités en 2022 pour compenser la moindre disponibilité des filières décarbonées : le volume de production fossile (32 TWh) a même atteint un minimum depuis 2014. Bien qu'en forte

Figure 2.1 : Évolution de la production totale d'électricité par filière, en France, entre 2018 et 2023, et part de production décarbonée



* 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.

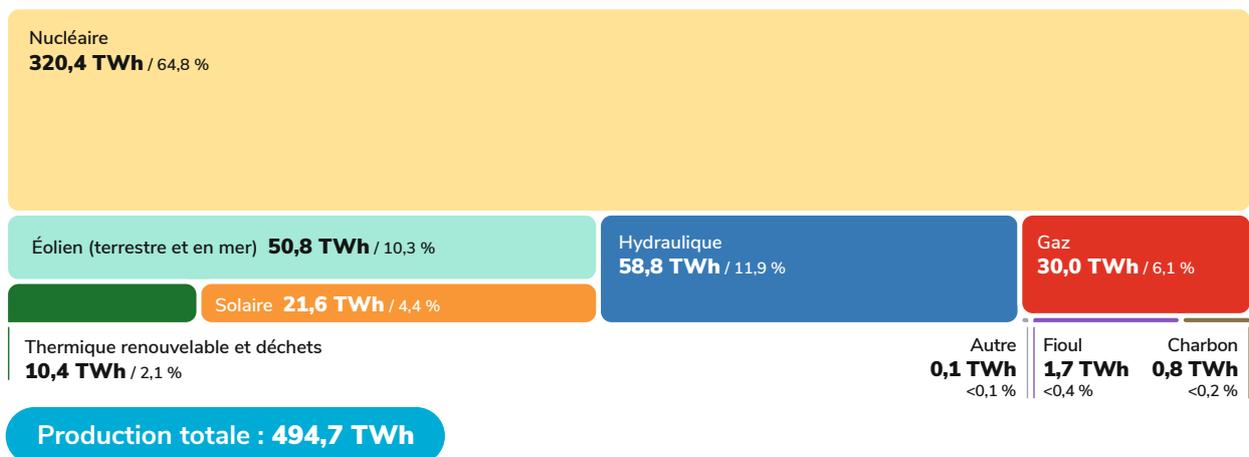
Figure 2.2 : Écart dans les déterminants de l'offre et la demande d'électricité en France, entre 2019 et 2023



progression, la production nucléaire en 2023 a continué à être affectée par les répercussions de la crise liée au phénomène de corrosion sous contrainte. En conséquence, le niveau de production de la filière (320,4 TWh) a représenté un point bas qui se rapproche de celui de 1992,

avec plusieurs réacteurs en moins à l'époque²². De même, malgré son augmentation, la production de la filière hydraulique en 2023 (58,8 TWh) est restée légèrement inférieure aux volumes moyens observés au cours de la période 2014-2019 (61,7 TWh).

Figure 2.3 : Production totale d'électricité en France en 2023 et répartition par filière



22. Le parc nucléaire actuel n'était pas encore totalement en service en 1992, avec, à l'époque, plusieurs réacteurs en cours de construction. Six réacteurs ont été mis en service depuis 1992 (Penly 2, Golfech 2, Chooz B 1, Chooz B 2, Civaux 1, Civaux 2) et deux réacteurs ont été arrêtés (Fessenheim 1 et Fessenheim 2).

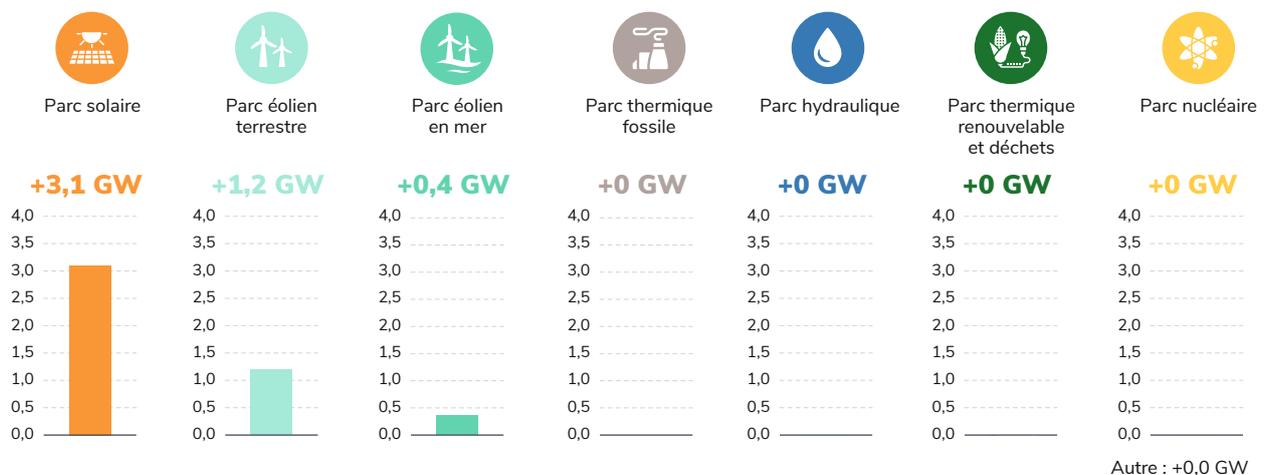
L'année 2023 a en revanche été caractérisée par des records de production à la fois pour la filière éolienne (50,8 TWh) et pour la filière solaire (21,6 TWh). En augmentation tendancielle sous l'effet du développement du parc, ces productions ont représenté, en 2023, 14,6 % du mix électrique français. La filière éolienne en particulier est redevenue la troisième filière de production devant le gaz, et son volume de production se rapproche de plus en plus de celui de la filière hydraulique, avec une production particulièrement abondante au cours des mois d'automne et hiver, là où la consommation est la plus élevée. L'éolien (comme le solaire) contribue ainsi à l'équilibre entre offre et demande d'électricité, y compris lors des pics de consommation (voir partie *Flexibilité*).

2.1.2 Le parc installé a continué sa progression grâce au solaire et à l'éolien

L'augmentation de capacité du parc de production français en 2023 a été tirée à la hausse par la progression des filières éolienne et solaire photovoltaïque, qui ont représenté la grande majorité des nouvelles capacités installées. Au 31 décembre, la

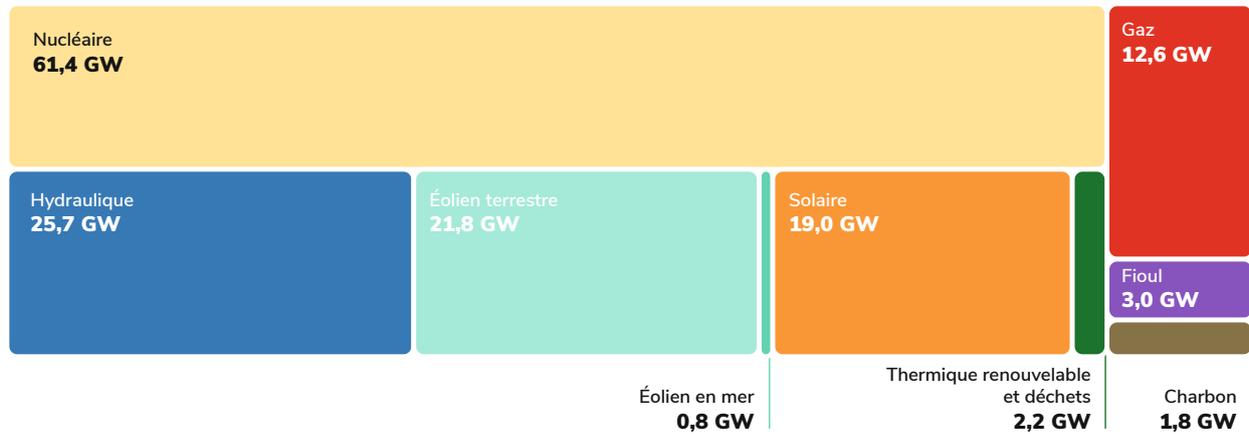
puissance installée a atteint 148,4 GW soit une augmentation de 4,7 GW en un an. **En particulier, le parc solaire photovoltaïque a atteint 19,0 GW au 31 décembre 2023 (+3,1 GW en un an), ce qui constitue un record d'installation sur une année, le précédent record étant de 2,7 GW installés en 2021 et 2022. Le parc éolien terrestre a atteint environ 21,8 GW, soit une progression de 1,2 GW en 2023.** Par ailleurs, deux parcs éoliens en mer sont en cours d'installation à Fécamp et Saint-Brieuc : ils devraient être complétés début 2024 pour atteindre 0,5 GW chacun à terme²³. **Si l'on considère les capacités installées en 2023 (environ 360 MW), celles-ci, additionnées à la capacité du parc de Saint-Nazaire mis en service en 2022, portent à 0,84 GW la puissance éolienne en mer à fin 2023.** La progression des parcs renouvelables est restée cependant insuffisante, pour le solaire et davantage pour l'éolien, pour atteindre les objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) à l'horizon 2023, qui étaient respectivement de 20,1 GW pour le solaire, 24,1 GW pour l'éolien terrestre et de 2,4 GW pour l'éolien en mer.

Figure 2.4 : Évolution du parc français de production d'électricité par filière au cours de l'année 2023



23. Au 31 décembre 2023, les capacités connectés au réseau représentent environ 224 MW pour le parc de Fécamp et 136 MW pour le parc Saint-Brieuc.

Figure 2.5 : Parc de production d'électricité en France à fin 2023 et répartition par filière



Le parc nucléaire s'est maintenu à son niveau de 61,4 GW, et devrait progresser en 2024 avec la mise en service de l'EPR de Flamanville 3. Les parcs hydrauliques et thermiques fossiles sont eux restés stables par rapport à 2022.

Au cours des prochaines années, le parc de production sera amené à se transformer en profondeur. En novembre 2023, le Gouvernement a soumis à consultation publique un document

présentant les grandes orientations de la politique énergétique de la France : la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC). Le volet programmatique de la Loi sur la production d'énergie, qui sera présenté en conseil des ministres en 2024, et le décret concernant la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) qui suivra la promulgation de la loi préciseront, pour la période 2024-2033, les objectifs d'évolution du mix énergétique en France.

2.2 Une production nucléaire qui a engagé son redressement mais demeure encore loin de ses niveaux historiques

2.2.1 Le volume de production a augmenté de 15 % en 2023 par rapport à l'année précédente, mais il est resté inférieur à celui de 2021

Grâce à une amélioration de la disponibilité du parc de production, reflet de l'avancement des réparations liées au phénomène de corrosion sous contrainte (CSC), le volume de production nucléaire en 2023 a nettement augmenté (de 15 %, soit 41 TWh) en 2023 par rapport à l'année précédente (279 TWh). La production a atteint 320 TWh, ce qui correspond à 65 % du mix de production d'électricité en France. Ce niveau reste cependant significativement inférieur (d'environ 40 TWh) à celui de 2021, première année complète depuis l'arrêt des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim²⁴ en juin 2020. A fortiori, la production nucléaire en 2023 a été plus faible que celle de 2019 (379 TWh) ou même de 2020 (335 TWh), année où la crise sanitaire avait fortement perturbé les opérations de maintenance.

Si l'on regarde plus en détail la production de l'année 2023, le niveau de production au cours des trois premiers mois de 2023 est globalement resté inférieur au niveau de 2022, même si la semaine du 6 au 12 février a été caractérisée par la plus forte production hebdomadaire en 2023 (7,5 TWh). **À partir du printemps, la production est nettement remontée au-dessus du niveau de 2022, et à partir de l'automne, elle a retrouvé des niveaux proches des minima constatés au cours de la période 2014-2019.**

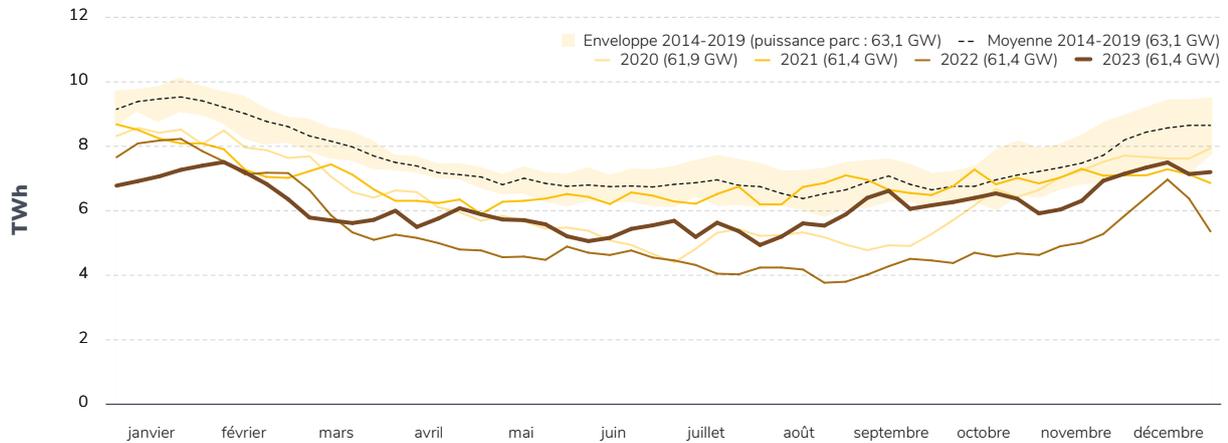
Quelques baisses ponctuelles de production ont eu lieu entre le printemps et l'automne. En particulier, fin mai et fin juillet, en lien avec le début de plusieurs arrêts programmés et de l'arrêt fortuit de quelques réacteurs, dans deux de faible consommation. La production a également affiché une baisse ponctuelle au cours de la première quinzaine de novembre, avec l'effet conjugué de légers décalages sur certains arrêts planifiés, d'arrêts programmés pour économiser du combustible dans un contexte d'équilibre offre-demande favorable mais aussi d'arrêts fortuits (dont 3,9 GW pour trois réacteurs déconnectés à causes d'incidents

Figure 2.6 : Évolution de la production nucléaire en France entre 1995 et 2023



24. Qui représentaient une capacité totale de 1,8 GW.

Figure 2.7 : Évolution de la production hebdomadaire des centrales nucléaires au cours de l'année 2023 et comparaison avec les années précédentes



sur les réseaux provoqués par la tempête Ciarán). La deuxième quinzaine de décembre a également été marquée par des arrêts fortuits et des arrêts courts de maintenance, en plus d'une modulation à la baisse de la production nucléaire par l'exploitant, dans un contexte de faible consommation pendant la période de vacances scolaires conjuguée à une forte production éolienne.

2.2.2 Les indisponibilités liées au phénomène de corrosion sous contrainte ont diminué en 2023

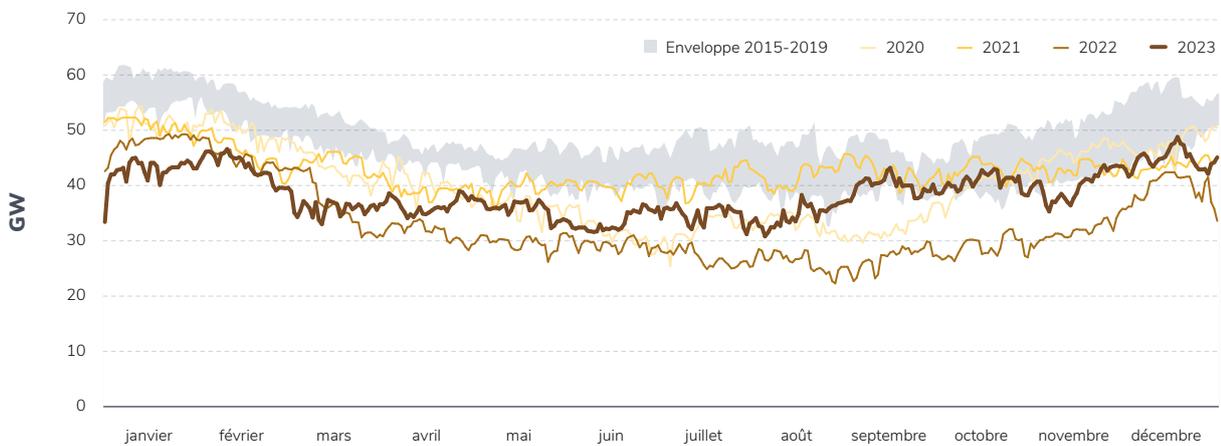
L'augmentation du niveau de production en 2023 par rapport à 2022 s'explique par la diminution des indisponibilités conséquence des travaux de réparation liés au phénomène de corrosion sous contrainte. La disponibilité du parc – évaluée sur la base des déclarations du producteur sur la plateforme transparence²⁵ – s'est ainsi élevée à 38,6 GW en moyenne en 2023, soit 5,4 GW de plus qu'en 2022 (33,2 GW) mais 7,9 GW de moins qu'au cours de la période 2015-2019 (46,5 GW). Le taux de disponibilité du parc nucléaire a ainsi atteint 63 % en 2023 (contre 54 % en 2022 et 74 % en moyenne au cours de la période 2015-2019). Le niveau de disponibilité est donc resté

très faible en 2023, malgré une nette amélioration par rapport au minimum atteint l'année précédente. L'amélioration de la disponibilité en 2023 par rapport à 2022 s'explique par une baisse des indisponibilités générées par les arrêts pour maintenance courante (visites partielles, arrêts pour simple rechargement, -3,9 GW), dont un grand nombre avaient été concernés par des contrôles et travaux en lien avec la corrosion sous contrainte en 2022. Les travaux liés à la corrosion sous contrainte avaient également affecté la durée des visites décennales au cours de l'année 2022 : ainsi, la baisse des indisponibilités générées par la corrosion sous contrainte s'est également reflétée sur le niveau d'indisponibilité liées aux visites décennales (-2,3 GW), alors que les indisponibilités causées par les arrêts fortuits ont légèrement augmenté par rapport à l'année précédente (+0,9 GW).

Au cours des premiers mois de l'année 2023, la disponibilité du parc nucléaire est restée très faible par rapport à l'historique, restant à un niveau proche de celui de fin 2022 mais inférieur à celui observé à la même période en 2022. À partir du mois de mars, la disponibilité du parc a dépassé celle de l'année

25. Les disponibilités restituées ici sont évaluées par RTE sur la base des déclarations d'indisponibilités publiées par le producteur sur la plateforme transparence. Celles-ci intègrent tous les types d'arrêts ainsi que les indisponibilités partielles et montées de charges. Ces disponibilités sont un peu plus faibles que les coefficients de disponibilité « Kd » publiés par EDF, qui retire certains arrêts (pour économie de combustible ou baisse de puissance par exemple), pour les comptabiliser dans le coefficient d'utilisation « Ku ». Le Kd de l'année 2023 sera publié courant 2024 par EDF sur le site explore.data.gouv.

Figure 2.8 : Évolution de la disponibilité nucléaire quotidienne moyenne au cours de l'année 2023 et comparaison avec les années précédentes



précédente, s'établissant à 35 GW en moyenne. À partir de septembre, les redémarrages consécutifs de nombreux réacteurs ont permis de retrouver des niveaux de disponibilité proches de ceux de 2021, et des minima de disponibilités historiques. Des baisses ponctuelles de disponibilité ont été constatées en mai, juillet et novembre (cf. partie précédente sur l'évolution de la production). Le pic de disponibilité, à 49 GW, a été atteint le lundi 18 décembre, avant une diminution au cours des quinze derniers jours de décembre liée à l'arrêt de trois réacteurs pour des raisons d'économie de combustible dans un contexte de consommation faible et de production éolienne élevée.

Si le risque sur la sécurité d'approvisionnement a été plus faible en 2023 qu'en 2022, le parc nucléaire n'est pour autant pas revenu à son fonctionnement nominal.

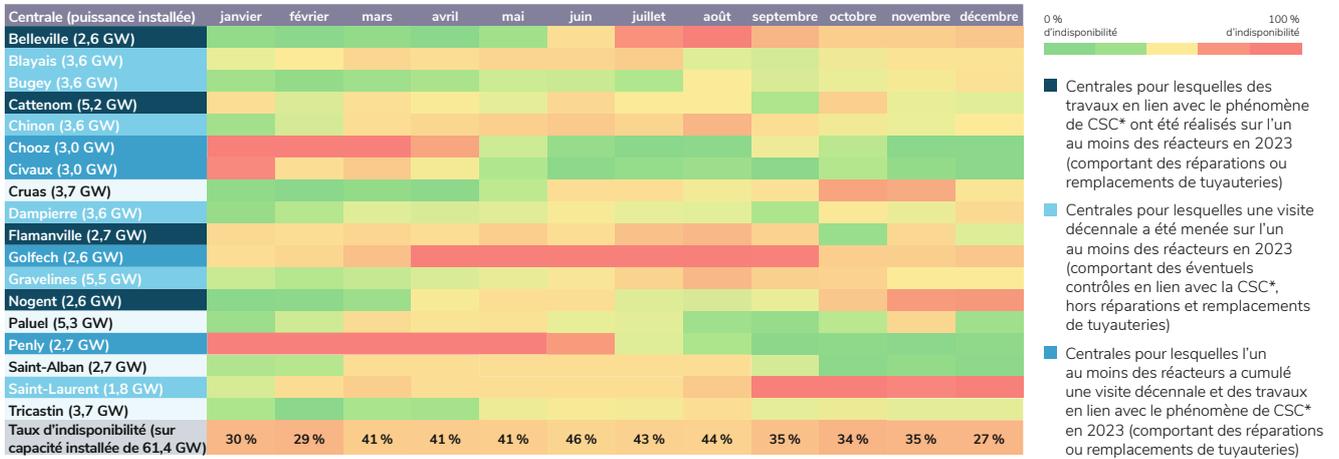
La production du parc nucléaire a en effet enregistré une baisse structurelle de sa production par rapport aux maxima atteints au début des années 2000. La fermeture des deux réacteurs de Fessenheim explique une partie de cette diminution, mais elle est loin d'en constituer la majorité : la baisse de la disponibilité du parc entre les années 2000 et l'année 2023 représente en effet l'équivalent de la fermeture de 14 réacteurs de 900 MW.

La diminution de la production nucléaire n'est pas due au développement des renouvelables : moduler la production des réacteurs constitue une faculté technique pour leur exploitant, qui permet d'optimiser la production en fonction des prix de marché (c'est-à-dire, moins produire lors des périodes de prix bas pour économiser du combustible et maximiser la production lors des périodes de prix plus élevés). Il n'existe aujourd'hui en réalité que très peu de situations dans lesquelles cette modulation serait « forcée » faute de débouchés (dans de tels cas, le nucléaire n'est souvent d'ailleurs pas seul à moduler, les parcs renouvelables les plus récents s'effaçant aussi).

Cette baisse tendancielle de la production nucléaire résulte de l'importance du programme industriel nécessaire à la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs et à la prise en compte du retour d'expérience de Fukushima. La crise sanitaire, en bouleversant les plannings de maintenance à un moment critique de la montée en cadence des chantiers les plus lourds, puis l'identification fin 2021 d'un défaut générique de corrosion sous contrainte, ont achevé de contraindre un calendrier déjà très optimisé.

Au cours de la prochaine décennie, l'enjeu est de retrouver des niveaux de disponibilité et de production supérieurs à ceux des dernières années,

Figure 2.9 : Distribution de l'indisponibilité totale par centrale nucléaire et par mois de l'année 2023



* CSC: Corrosion sous contrainte

ce qui constitue un des leviers essentiels pour atteindre les objectifs industriels et engager la transition vers une économie décarbonée. Pour l'établissement des projections à dix ans dans le dernier Bilan prévisionnel, RTE a tablé sur un retour

rapide vers un volume annuel moyen de production de l'ordre de 360 TWh, en intégrant l'EPR de Flamanville, et a considéré comme scénario haut l'atteinte d'un niveau de l'ordre de 400 TWh comme durant la décennie 2010²⁶.

Q
FOCUS

Les différentes causes des indisponibilités des réacteurs

Les réacteurs nucléaires sont régulièrement arrêtés pour différentes raisons (maintenance, rechargement de combustible, etc.), avec des fréquences et des durées qui varient en fonction de l'objectif. Les réacteurs sont en général arrêtés tous les 12 à 18 mois pour rechargement du combustible, pour une durée d'environ 40 jours²⁷, tous les trois à quatre ans pour des visites partielles de sûreté du réacteur (d'une durée d'environ 3 mois) ainsi que tous les dix

ans pour des visites de sûreté décennales (pour une durée d'au minimum 6 mois). Les visites de sûreté sont alors combinées au rechargement du combustible. En plus de ces arrêts programmés, des arrêts fortuits impactent également la disponibilité des réacteurs.

Or, depuis 2014, dans le cadre du Grand Carénage²⁸, les arrêts pour maintenance et amélioration en vue de prolonger la durée de

26. RTE, Bilan prévisionnel 2023-2025. La production et le stockage d'électricité, 2023

27. Durée prévisionnelle habituellement déclarée par EDF au cours des années précédentes dans le cadre du règlement Transparence. Les durées effectives peuvent varier.

28. 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.

Q FOCUS

vie des centrales se sont allongés. Dans ce cadre, et tenant compte du planning de visites décennales, les hivers entre 2021-2022 et 2022-2023 avaient déjà été identifiés par RTE depuis plusieurs années²⁹ comme étant contraints du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Ceci résultait en particulier pour 2023 du positionnement de trois visites décennales au cours du mois de janvier.

À ces arrêts habituels, est venu s'ajouter en 2022 et 2023 l'effet significatif des contrôles et réparations liées au phénomène de corrosion sous contrainte identifié dès fin 2021 par EDF. Les contrôles et réparations ont eu lieu soit au

cours d'arrêts spécifiques, en particulier en 2022, soit au cours d'arrêts déjà programmés, ce qui était notamment le cas en 2023. Par ailleurs, les effets des décalages des plannings de maintenance liés à la crise sanitaire qui avaient encore affecté le taux de disponibilité du parc en 2022 ne se sont plus fait ressentir en 2023.

Selon les estimations de l'exploitant, rendues publiques en décembre 2023, la production nucléaire pourrait retrouver un niveau compris dans la fourchette 335-365 TWh de production annuelle dès 2025³⁰. À titre de comparaison, le niveau de production de l'année 2021, à parc équivalent, était de 361 TWh.

2.2.3 L'évolution des indisponibilités liées au phénomène de corrosion sous contrainte

La stratégie de gestion du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) par EDF a évolué depuis fin 2021, en fonction de la consolidation des connaissances au fur et à mesure des contrôles. À partir de 2023, EDF a systématiquement procédé au remplacement préventif des tuyauteries considérées comme sensibles dans les réacteurs P'4³¹. En 2023, 14 réacteurs ont été indisponibles au moins un jour dans le cadre d'un arrêt incluant des travaux pour CSC, soit le même nombre qu'en 2022. Toutefois, les arrêts qui ont démarré en 2023 ont été sensiblement plus courts que les arrêts précédents : la durée moyenne d'arrêt a été de 5 mois contre 12 mois en moyenne pour les arrêts initiés en 2021 et 2022.

Après la reconnexion au réseau des réacteurs de Nogent 1 et de Belleville 1 les 29 et

30 décembre 2023, il n'y a plus qu'un seul réacteur (Cattenom 4³²) pour lequel des travaux en lien avec le phénomène sont encore programmés au cours de l'année 2024, dans le cadre de sa 3^e visite décennale. Toutefois, des actions sont encore prévues jusqu'en 2025, notamment le contrôle des soudures réparées au moment de la construction des réacteurs, qui ont été identifiées en tant que composants sensibles à ce phénomène. Un défaut de ce type³³ a été découvert à Penly 1 en mars 2023, avec un impact sur les prix à terme en France pour l'année 2024 (voir partie *Prix*). Les investigations sur ce réacteur ont permis de déterminer qu'il s'agissait d'un défaut propre à cette installation et non pas d'un défaut générique³⁴. EDF a néanmoins mis à jour sa stratégie en accélérant le rythme prévu des contrôles des 320 soudures réparées identifiées comme sensibles sur plusieurs réacteurs³⁵.

29. RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – Édition 2019, 2019*

30. Estimations hors EPR de Flamanville. – EDF, *Estimation de production nucléaire en France en 2026, 2023*

31. EDF, *CSC : mise à jour de la note d'information (16/12/2022), 2022*

32. EDF, *Comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023, 2023*

33. Très atypique par sa profondeur (155 mm de long et 23 mm de profondeur pour une épaisseur de 27 mm).

34. Sénat – Commission des affaires économiques, *Audition de MM. Bernard Doroszczuk, président, et Olivier Gupta, directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), 2023*

35. EDF, *CSC – Actualisation de la note d'information – « Mise à jour de la stratégie de contrôle », 2023*

Q FOCUS

Évaluation des impacts du réchauffement climatique sur la production nucléaire

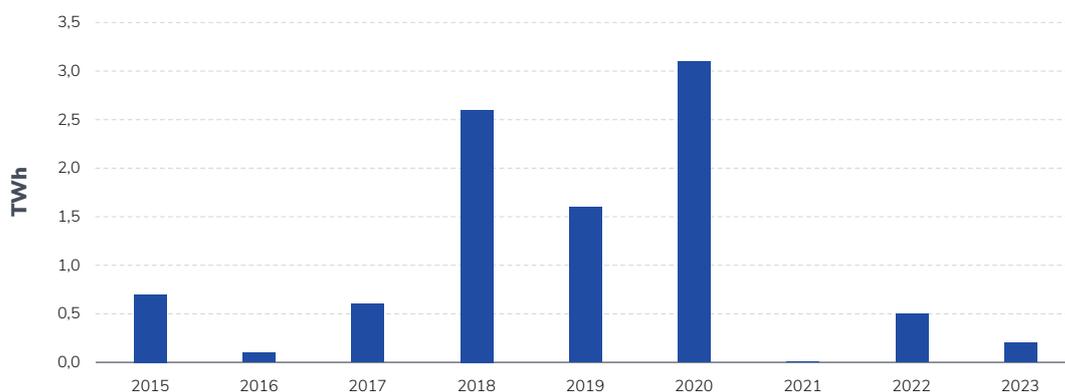
Le parc nucléaire est soumis aux normes réglementaires sur les rejets thermiques et de partage de la ressource en eau lors des épisodes de canicule et de sécheresse. Ces épisodes sont d'autant plus contraignants sur la production nucléaire et l'équilibrage du système électrique qu'ils se déroulent généralement en été et sur des périodes brèves. Selon les estimations de RTE, le risque d'indisponibilités liées au réchauffement climatique pourrait augmenter d'un facteur deux à trois à l'horizon 2050³⁶. L'ASN a notamment rappelé à EDF la nécessité d'anticiper ce risque dès les prochains étés³⁷.

EDF a présenté en mai 2023 un programme d'intervention dédié à ces enjeux. L'opérateur a également partagé son estimation que les pertes de production à cause de ces phénomènes avaient représenté 0,3 % de la production annuelle en moyenne depuis 2000 mais pourraient représenter 1,5 % d'ici 2050,

ce qui confirme les ordres de grandeur anticipés par RTE. Les principales centrales exposées selon EDF sont celles de Saint-Alban, Tricastin, du Bugey, du Blayais, de Golfech et de Chooz.

En 2023, ces contraintes ont obligé EDF à réduire ponctuellement sa production sur plusieurs sites : Bugey (juillet et août), Golfech (août), Saint-Alban (octobre) et le Blayais (octobre), totalisant 0,2 TWh de pertes de production, ce qui représente moins de 0,1 % de la production en 2023. Il s'agit d'un niveau relativement faible par rapport à celui d'autres années précédentes, tout comme celui de l'année 2022, puisque de nombreux réacteurs étaient déjà à l'arrêt à l'été, en lien avec les travaux relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte. En 2021 par ailleurs, les pertes de production ont été très faibles grâce à des conditions de températures et pluviométrie estivales favorables³⁸.

Figure 2.10 : Pertes annuelles de production nucléaire pour cause de contraintes environnementales entre 2015 et 2023



36. RTE, *Futurs énergétiques 2050 – Rapport complet*, 2022

37. ASN, *Adaptation des centrales nucléaires d'EDF au changement climatique*, 2023

38. EDF, *Document d'enregistrement universel 2021*, 2022

2.3 La production hydraulique a retrouvé un niveau conforme aux moyennes historiques grâce au bon remplissage des stocks

2.3.1 Une production hydraulique en augmentation par rapport à celle de 2022, tout en restant inférieure au niveau moyen de la période de référence

Le niveau de production des centrales hydro-électriques a atteint 58,8 TWh en 2023, soit une hausse de 18,6 % par rapport aux 49,6 TWh produits en 2022, qui avaient représenté le niveau le plus faible depuis 1976. La production en 2023 est toutefois restée inférieure de 5,1 % à celle de 2021 (62,0 TWh produits cette année-là) et se situe 4,7 % en deçà de la moyenne de la période 2014-2019 (61,7 TWh). La filière hydraulique est restée en 2023 la deuxième source de production électrique après le nucléaire, et la première source de production renouvelable, peu devant l'éolien terrestre. Ainsi, la contribution de la filière hydraulique à la production d'électricité en France en 2023 a représenté 11,9 % de la production totale.

Toutes filières confondues, la production hydraulique a été très faible de janvier à mars (hormis deux semaines de janvier), mois qui concentrent

habituellement une part importante du total annuel. Le volume de production très bas au cours des trois premiers mois de l'année est lié à une gestion responsable du stock hydraulique par les acteurs dans un contexte de faibles précipitations. Le niveau particulièrement faible de production au cours du mois de février s'explique par une nette baisse de la production des centrales au fil de l'eau du fait de leur forte dépendance aux précipitations. La disponibilité des moyens hydrauliques, et consécutivement leur volume de production, ont ensuite retrouvé des niveaux proches du bas de l'enveloppe de la période 2014-2019, en raison de précipitations plus favorables. À partir du mois d'octobre, grâce notamment au très haut niveau des stocks disponibles, le niveau de production a même atteint des niveaux parmi les plus élevés observés au cours des années précédentes.

Tous les types de centrales (hors STEP) ont vu leur niveau de production d'électricité augmenter en 2023. Pour les centrales comportant des retenues d'eau, les stocks très élevés à partir de mi-avril ont permis une nette amélioration de la production au cours de cette période par rapport à 2022, en contraste avec les faibles niveaux atteints au cours de l'hiver 2022-2023 du fait de faibles précipitations. Dans le détail, la production des centrales de

Figure 2.11 : Évolution de la production hebdomadaire des centrales hydrauliques au cours de l'année 2023 et comparaison avec les années précédentes

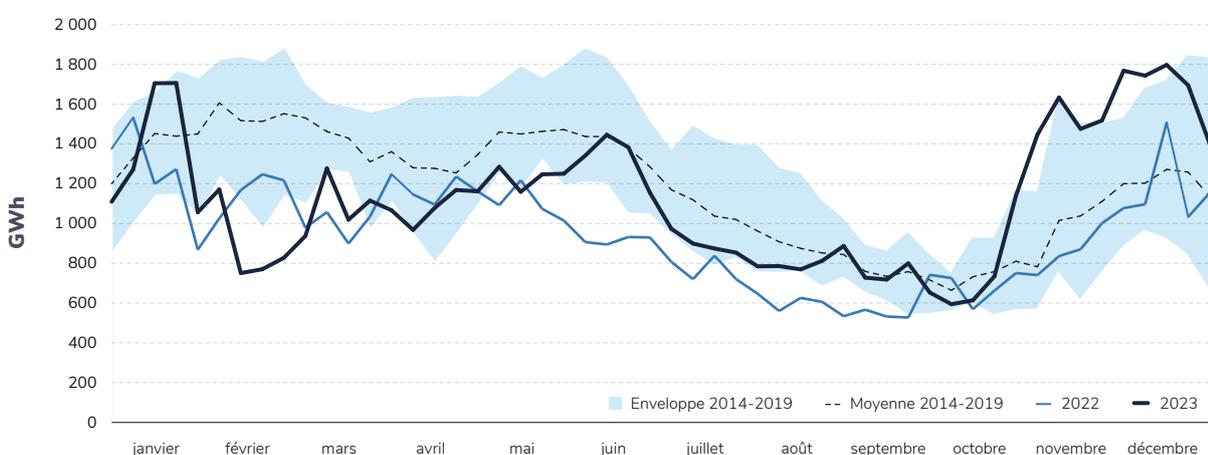
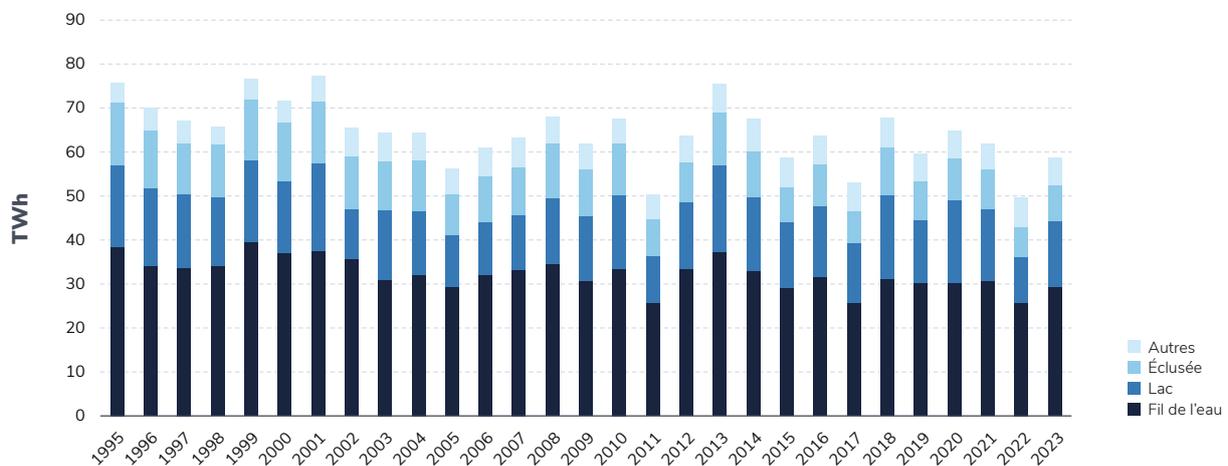


Figure 2.12 : Évolution de la production hydraulique en France entre 1995 et 2023



type lac, situées généralement dans les zones de haute montagne, a augmenté de 41,7 % par rapport à 2022, et les centrales d'éclusée (souvent en moyenne montagne) affichent une hausse de 24,5 %. Enfin, le niveau de production des centrales au fil de l'eau a augmenté de 14,2 % sur l'année. En raison de précipitations très limitées en février, les centrales au fil de l'eau ont produit un volume très faible d'électricité avant de retrouver sur le reste de l'année des niveaux de production proches de ceux de la période 2015-2019 grâce à des volumes de précipitations abondants.

2.3.2 Une année contrastée alternant très fortes sécheresses et précipitations abondantes

Du point de vue météorologique, 2023 a été la deuxième année la plus chaude en France, depuis le début du XX^e siècle, derrière 2022. L'année a été très contrastée selon les périodes. D'une part, les volumes des précipitations ont été très limités au cours de tout l'hiver, avec un déficit particulièrement important au cours du mois de février (-75 % par rapport à la moyenne de la période 1991-2020³⁹), puis sont également restées déficitaires durant l'été et jusqu'à mi-octobre. L'été

2023 a d'ailleurs été le 4^e été le plus chaud depuis 1900, seulement dépassé par 2003 et 2022 et au même niveau que 2018⁴⁰. Le mois de septembre 2023 a été le plus chaud en France depuis 1900, de même que l'automne 2023, toujours selon Météo-France. D'autre part, des précipitations importantes ont été enregistrées à plusieurs moments de l'année : des chutes de neige abondantes au cours de la deuxième partie du mois de janvier, de nombreux et fréquents épisodes pluvieux en mars puis en alternance en avril et mai, et des pluies très intenses à partir de la deuxième moitié d'octobre.

2.3.3 Un stock hydraulique au-dessus des moyennes historiques à partir du mois de mai

En début d'année, le niveau des stocks hydrauliques en France était proche du niveau moyen de 2015-2021, mais le recours à la production des centrales de type lac ou éclusée produire de l'électricité a été relativement limité sur les trois premiers mois de l'année, et en particulier en février et mars. Ceci du fait d'une gestion responsable du stock hydraulique en raison de faibles précipitations lors de cette période, dans

39. Météo-France, Bilan climatique février 2023, 2023

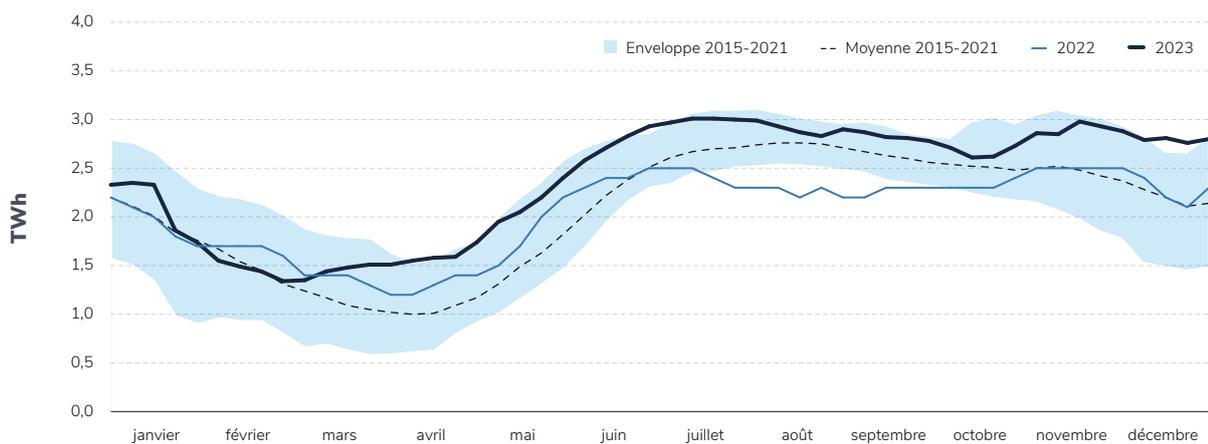
40. Météo-France, Bilan climatique de l'année 2023, 2024

un contexte de consommation relativement faible par rapport aux niveaux des années précédentes (voir partie *Consommation*) et d'une forte production éolienne au mois de mars.

À partir du printemps, les niveaux de stock sont remontés grâce aux précipitations abondantes, pour atteindre sur le reste de l'année l'un des niveaux les plus élevés depuis 2015. Cette évolution est notamment le résultat de quatre facteurs : le niveau de la consommation est resté très en-dessous des niveaux 2014-2019 (voir partie *Consommation*) ;

les exploitants ont maintenu leur gestion responsable du stock en vue de l'hiver 2023-2024 ; les précipitations ont été bien plus favorables à la reconstitution du stock sur cette période, en particulier en novembre et en décembre, alors que le niveau de production d'électricité à partir des installations de type lac a atteint son plus haut niveau de l'année 2023 sur ces deux mois ; et enfin la production éolienne a atteint deux nouveaux pics de production aux mois de novembre et décembre, limitant ainsi au cours de ces périodes le recours au stock des lacs pour la production d'électricité.

Figure 2.13 : Évolution hebdomadaire du stock hydraulique au cours de l'année 2023 et comparaison avec les années précédentes



2.4 Un record de production pour l'éolien terrestre grâce au développement du parc et à des conditions favorables

2.4.1 Un facteur de charge en hausse, grâce à une année particulièrement venteuse

En 2023, les conditions météorologiques ont été favorables à la production éolienne : le facteur de

charge pour l'éolien terrestre s'est établi à 26,2 %⁴¹, contre 21,6 % en 2022. Il s'agit d'une valeur plus élevée que celle des deux années précédentes mais inférieure à celle de 2020, qui avait été caractérisée par un niveau record de 26,6 %.

Le facteur de charge en hausse, conjugué à un parc installé en augmentation (+1,2 GW pour l'éolien terrestre par rapport à 2022), a permis

Figure 2.14 : Évolution du facteur de charge annuel de l'éolien terrestre entre 2014 et 2023

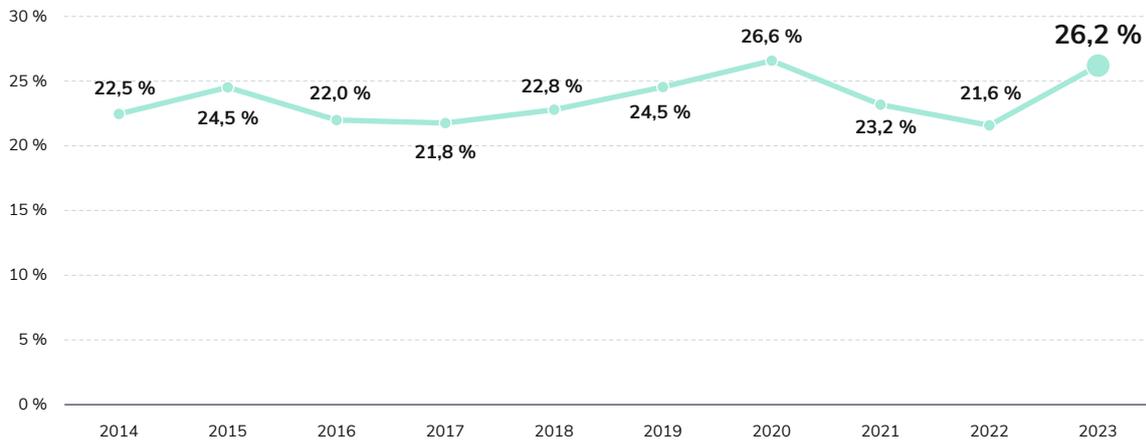


Figure 2.15 : Évolution du volume de production annuel de l'éolien terrestre entre 2014 et 2023



41. Taux moyen annuel calculé comme la moyenne des facteurs de charge au pas de temps de 30 minutes. La valeur pour l'ensemble de l'année 2023 est une première estimation qui sera mise à jour fin février avec des données consolidées.

d'atteindre un volume de production record sur l'année 2023 (48,9 TWh). Le précédent maximum de 39,6 TWh, datant de l'année 2020, a pu être dépassé grâce au développement du parc (4,3 GW entre 2020 et 2023) et malgré un facteur de charge légèrement inférieur. Cet « effet parc » n'avait pas été suffisant en 2021 et 2022 pour dépasser le niveau de production de 2020 du fait d'années peu venteuses, caractérisées par des facteurs de charge plus faibles⁴².

Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne terrestre s'est élevé à 11,3 % en moyenne en 2023, en nette progression par rapport à l'année 2022 (8,4 %)⁴³ et pour la première fois au-dessus de la barre des 10 %.

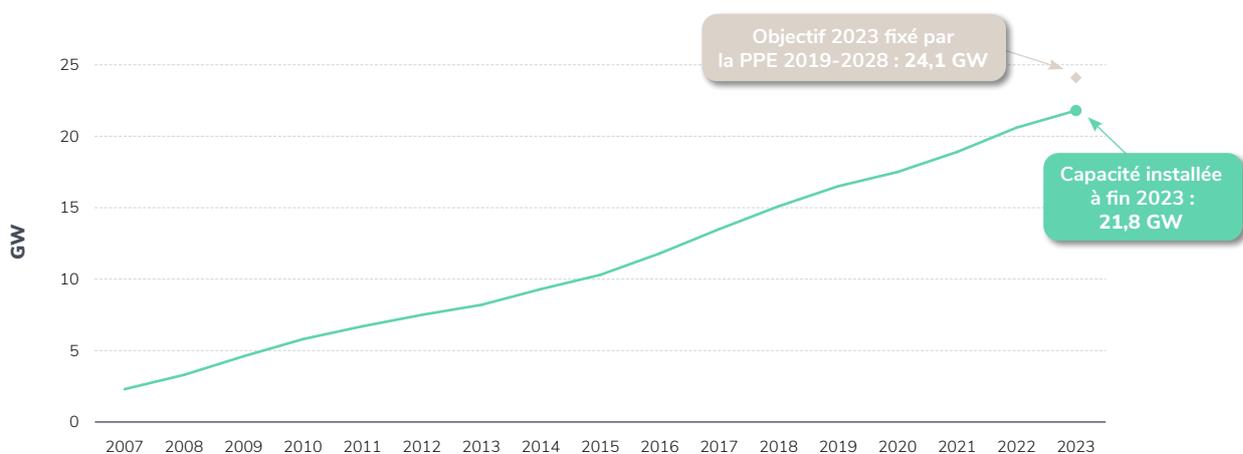
2.4.2 Un développement du parc qui ralentit par rapport à l'année précédente, ne permettant pas d'atteindre les objectifs définis par les pouvoirs publics à l'horizon 2023

La puissance du parc éolien terrestre a atteint 21,8 GW au 31 décembre 2023, soit une augmentation de capacité installée de 1,2 GW par rapport au 31 décembre 2022.

Sur les cinq dernières années, le rythme de développement moyen de l'éolien terrestre a été d'environ 1,4 GW/an, une valeur de 25 % inférieure aux 1,8 GW/an qu'il eût été nécessaire d'installer entre 2019 et 2023 pour atteindre les objectifs à fin 2023 fixés par la Programmation pluriannuelle de l'énergie actuellement en vigueur (PPE 2 portant sur la période 2019-2028), qui ciblaient 24,1 GW de capacité installée pour le parc éolien terrestre. Le parc à fin décembre se situe donc 2,3 GW en dessous de cet objectif, ce qui correspond à un peu plus d'un an et demi d'installations au rythme moyen constaté pendant les cinq dernières années.

Le parc éolien devra continuer de se développer pour répondre aux enjeux de décarbonation des usages de l'énergie et de réindustrialisation fixés par les pouvoirs publics⁴⁴. Le discours prononcé par le président de la République à Belfort en février 2022 a confirmé la volonté de poursuivre le développement du parc éolien terrestre tout en l'adaptant, en posant le principe d'un lissage dans le temps de l'atteinte des objectifs de développement (avec la perspective d'un doublement de la capacité pour 2050 au lieu de 2030). Cela

Figure 2.16 : Évolution du parc éolien terrestre et comparaison avec les objectifs publics à l'horizon 2023



42. RTE, Évolution du facteur de charge éolien, 2024

43. Taux moyen annuel calculé comme la moyenne des taux de couverture au pas de temps de 30 minutes.

44. Les analyses détaillées dans le Bilan Prévisionnel 2023-2035 de RTE montrent que le développement des énergies renouvelables est un des leviers essentiels pour réussir les objectifs de décarbonation et réindustrialisation sur la période.

Figure 2.17 : Capacité des projets éoliens terrestre en cours de développement, par trimestre, sur le réseau de transport d'électricité (RTE) et le réseau de distribution (périmètre Enedis uniquement)



traduit à la fois une volonté de poursuivre le développement mais également un ralentissement du rythme de mise en service sur les prochaines années.

C'est dans cette lignée que le document de consultation de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC), publié à l'automne 2023, dessine une révision des rythmes de développement de l'éolien terrestre dans l'hexagone, avec des objectifs à moyen terme moins ambitieux pour l'éolien terrestre et, en contrepartie, un rehaussement des objectifs concernant l'éolien en mer. Le document de consultation propose pour l'éolien terrestre une prolongation du rythme tendanciel d'installation constaté au cours des dernières années, ainsi que des fourchettes approximatives de capacité installée, allant de 33 à 35 GW à l'horizon 2030 puis de 40 à 45 GW à l'horizon 2035.

Le volume de projets éoliens terrestres en phase de développement⁴⁵ avancé a augmenté en 2023 :

il a atteint 11,3 GW⁴⁶ au 31 décembre, contre 10,1 GW à la même période en 2022. Cette augmentation, d'environ 1 GW, est proche de celle qui avait été observée en 2021 et pourrait signaler une légère progression dans les années à venir du rythme d'installation annuelle de nouvelles capacités. Cependant, cette dernière n'est pas garantie : le temps effectif de mise en service d'un projet pouvant varier, le temps passé en développement aussi. En outre, la hausse du volume constatée depuis 2021 reste modeste rapportée au volume global des projets en développement.

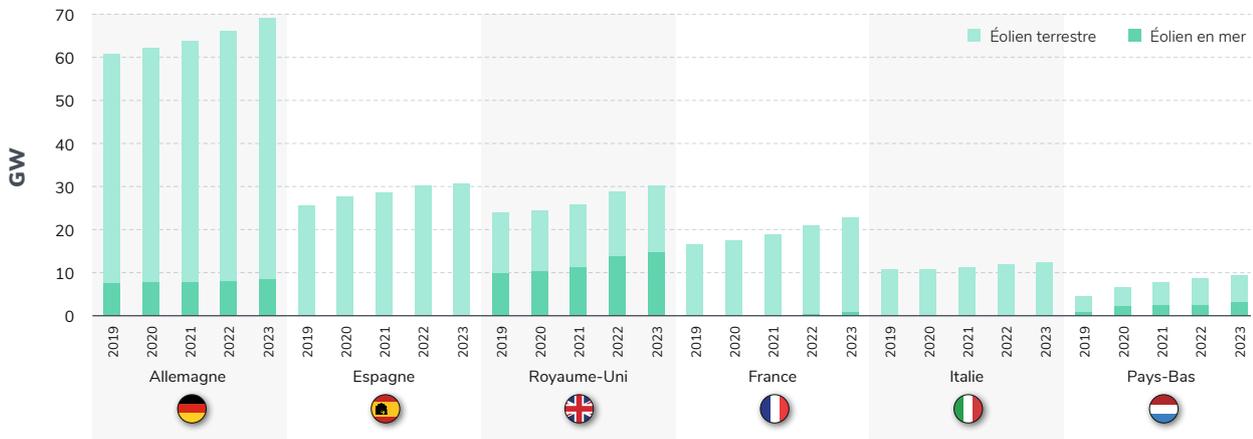
2.4.3 Les capacités éoliennes installées en France restent en retrait par rapport à ceux des voisins européens

Le parc éolien français (terrestre et en mer) s'établit à 22,7 GW à fin 2023 et reste significativement moins important, en capacité totale, que celui de certains pays voisins comme l'Espagne (30,7 GW), l'Allemagne (69,5 GW) ou le Royaume-Uni (30,2 GW). Ces deux derniers pays sont en outre

45. Pour le réseau de RTE, il s'agit des projets ayant fait l'objet d'une « proposition d'entrée en file d'attente » ou d'une « proposition technique et financière » acceptée ou qui ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offres. Pour le réseau d'Enedis, il s'agit de projets pour lesquels une demande de raccordement a été qualifiée complète par le gestionnaire de réseau de distribution.

46. Données RTE sur le réseau de transport, et données ENEDIS sur le réseau de distribution. – *Enedis. Projets en développement – Demandes en cours par tranches de puissance et modalités d'injection – Historiques cumulés, 2024*

Figure 2.18 : Évolution des capacités éoliennes dans une sélection de pays européens (données à fin 2023 sauf Royaume-Uni T3 2023)



Sources: Fraunhofer Institute, REE, RTE, BEIS UK, TERNA, CBS et ENTSO-E

en avance sur le développement de l'éolien en mer⁴⁷, avec respectivement 8,5 GW pour l'Allemagne et 14,7 GW pour le Royaume-Uni.

En 2023, le rythme d'installation de nouvelles capacités éoliennes terrestres a augmenté en Allemagne (3,0 GW, +48 % par rapport à 2022) et au Royaume-Uni (0,8 GW au cours des trois premiers trimestres, +130 % par rapport à 2022 sur cette période) alors qu'elles sont restées stables en Italie (0,5 GW) et en diminution en France (1,2 GW, -30 % par rapport à 2022) et en Espagne (0,6 GW, -60 % sur l'année). Les capacités éoliennes en mer installées sur l'année 2023 sont en baisse, par rapport à 2022, pour l'ensemble de ces pays. Pour l'éolien en mer, les évolutions de capacité ne se font pas de manière continue mais dépendent des dates de mise en service de chaque nouveau parc en mer, qui produit une augmentation par palier sur l'année de mise en service. De plus fortes hausses sont attendues pour la France en 2024, avec notamment plus de 0,6 GW de capacités d'éolien marin, correspondant à la finalisation de

l'installation des parcs de Fécamp et Saint-Brieuc en début d'année. Les dernières propositions de rythme de développement à l'horizon 2030, dont la plupart sont provisoires puisqu'encore en phase de consultation et devant être validées par les parlements des différents pays, font état de rehaussement possibles significatifs en ce qui concerne l'éolien en Allemagne (10 GW/an pour le terrestre et 3 GW/an pour l'éolien mer), en Espagne (5,5 GW/an d'éolien terrestre) au Royaume-Uni (5 GW/an d'éolien en mer) par rapport à la France (1,5 GW/an pour l'éolien terrestre et 0,3 GW/an en mer⁴⁸).

Selon les chiffres de la filière⁴⁹, l'année 2023 a été une année record d'installation pour l'ensemble de l'Union Européenne, avec 17 GW installés, portant la capacité totale à 221 GW. Cela représente une très légère accélération par rapport à l'année 2022, qui avait vu environ 16 GW d'installés, mais le rythme reste insuffisant, toujours selon la filière, pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques de l'Union européenne à 2030. L'année 2023 a aussi été caractérisée par

47. Dont le facteur de charge est plus élevé en moyenne que celui de l'éolien terrestre, voir partie Éolien en mer

48. Selon les premières orientations de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) rendues publiques en novembre. Ces trajectoires prévoient cependant une nette accélération pour la filière éolienne en mer à partir de 2030, à environ 3 GW/an (voir partie Éolien en Mer).

49. WindEurope, The EU built a record 17 GW of new wind energy in 2023 – wind now 19% of electricity production, 2024

un record en matière de nouvelle puissance installée pour un seul parc, du fait de l'installation aux Pays-Bas du parc éolien en mer « Hollandse Kust Zuid », pour l'instant le plus grande du monde, ayant une capacité de 1,5 GW⁵⁰.

2.4.4 Le tarif garanti a continué à rapporter des recettes à l'État en 2023

La majorité de la production éolienne et solaire bénéficie d'un mode de rémunération incitatif grâce à un tarif garanti qui permet de soutenir le développement de ces filières⁵¹. La différence entre ce tarif garanti (prix de rachat ou de référence obtenu par le producteur, selon des critères fixés par l'État) et les prix sur les marchés de l'électricité est portée par l'État. Elle peut être positive du point de vue de l'État, c'est-à-dire représenter des recettes, si les prix de marché de gros (spot ou à terme) sont plus élevés que les prix garantis, ou négative, c'est-à-dire représenter un financement de la production de la part de l'État, dans le cas contraire. En 2022, ce mécanisme a représenté pour la première fois une recette pour l'État, les prix de gros de l'électricité⁵² ayant été en moyenne plus élevés que les tarifs garantis. En 2023, cette tendance s'est poursuivie et amplifiée sous l'effet de l'augmentation des volumes de production et des prix à terme fixés en 2022 pour l'année 2023.

Une première estimation de la CRE relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie du 3 novembre 2022, réalisée sur la base de la situation observée au plus fort de la crise énergétique, indiquait que l'éolien terrestre devait rapporter 8,9 milliards d'euros en 2022⁵³. Cette estimation reposait sur une prévision des profits ou pertes réalisés par les ventes de production d'électricité d'origine renouvelable sur les marchés à terme et sur le marché spot. Elle est donc naturellement amenée à être réactualisée avec les nouvelles prévisions de prix sur ces marchés, ou réévalué a posteriori avec les prix réalisés. La délibération de la CRE du 13 juillet 2023⁵⁴ portant sur l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 indique que la filière éolienne terrestre a finalement rapporté 2,3 milliards d'euros en 2022, et qu'elle devrait encore rapporter 3,9 milliards⁵⁵ et 3 milliards respectivement en 2023 et 2024, soit un total de 9,1 milliards pour la période 2022-2024. À titre de comparaison, un tel montant représente 79 % des subventions reçues par la filière via le mécanisme de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) au cours des 20 dernières années⁵⁶. Comme explicité plus haut, ces estimations pour 2023 et 2024 ont un caractère provisoire et pourront être réactualisées.

50. Ce parc a en outre la particularité d'avoir été construit sans aucune subvention publique.

51. Via les mécanismes de Complément de Rémunération ou d'Obligation d'Achat. Les producteurs peuvent aussi vendre directement à un consommateur ou un fournisseur via la signature d'un contrat de long terme de droit privé (« Power Purchase Agreement »). Ce type de contrat, bien qu'en progression, reste un phénomène largement minoritaire aujourd'hui.

52. Sur les marchés spot et à terme.

53. CRE, *Délibération de la CRE du 3 novembre 2022 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023, 2022*

54. CRE, *Délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023, 2023*

55. Les recettes sur l'année 2023 pourraient être plus élevées que celles de l'année 2022 en raison de la combinaison de deux effets contraires : si les profits réalisés par la vente de production éolienne sur le marché spot ont été moins élevés en 2023 qu'en 2022, les profits réalisés sur les marchés à terme ont été plus importants en 2023 qu'en 2022, notamment parce que le prix auquel l'énergie a été échangée sur ces marchés a été fixé en 2022, à un moment où les prix de l'énergie étaient très élevés.

56. CRE, *Annexe 7 de la Délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023 – Historique des charges de service public de l'énergie, 2023*

2.5 Deux nouveaux parcs éoliens en mer en construction en 2023 et des objectifs à moyen-terme réhaussés

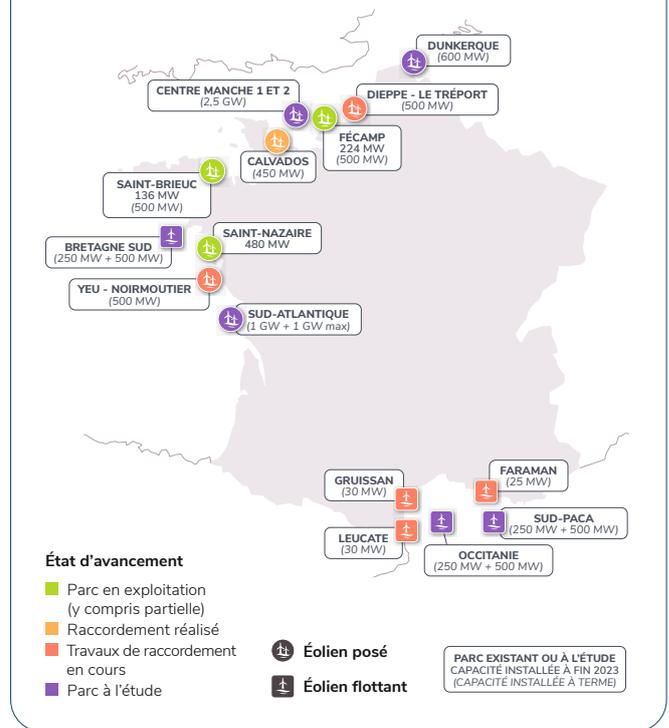
2.5.1 La construction de deux nouveaux parcs en mer a commencé en 2023

L'année 2023 a été caractérisée par la mise en exploitation progressive de deux nouveaux parcs éoliens en mer en France, situés au large des côtes bretonnes et normande, proches de Saint-Brieuc et de Fécamp. Avec le premier parc mis en service en 2022 au large de Saint-Nazaire, la France compte donc maintenant trois parcs éoliens offshore en exploitation, dont deux qui sont en cours de finalisation. Lorsque l'installation des deux nouveaux parcs sera terminée, la capacité totale de l'éolien en mer dans l'hexagone atteindra 1,5 GW. Au 31 décembre 2023, les capacités connectées au réseau représentent environ 224 MW pour le parc de Fécamp et 136 MW pour le parc Saint-Brieuc (soit respectivement 45 % et 27 % de leur capacité totale à venir), portant à 840 MW la capacité éolienne installée en mer.

À terme, le parc de Saint-Brieuc sera composé de 62 éoliennes posées sur le fond marin et situées à 16,3 km des côtes au point le plus proche, pour une puissance installée totale de 496 MW. Celui de Fécamp comportera 71 éoliennes situées entre 13 et 24 km des côtes⁵⁷, pour 497 MW installés.

Les pouvoirs publics avaient fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 un objectif pour l'éolien en mer de 2,4 GW de capacités en service à l'horizon 2023. Même en comptant l'intégralité de la puissance prévue à terme pour les trois parcs mentionnés ci-dessus, la puissance installée atteindrait environ 1,5 GW, restant inférieure de près de 1 GW à cet objectif. Plusieurs autres parcs, d'une puissance unitaire

Figure 2.19 : Carte des projets de parcs éolien en mer existants et en projet à fin 2023



d'environ 500 MW, sont attendus à court terme : à l'horizon 2025, ce sont les parcs de Courseulles-sur-Mer (450 MW) et Yeu - Noirmoutier (496 MW) qui devraient voir le jour, suivis en 2026 par celui de Dieppe - Le Tréport (496 MW).

Le volume d'énergie produite par les parcs offshore a représenté 1,9 TWh en 2023. C'est principalement le parc de Saint-Nazaire qui en est à l'origine, le volume de production des deux nouveaux parcs ayant été faible sur l'année du fait d'une mise en service progressive.

57. Au 31 décembre 2023 les deux parcs sont toujours en cours d'installation. Si certaines éoliennes sont bien en service et produisent d'ores et déjà de l'électricité, d'autres sont toujours en construction. Les deux parcs devraient être intégralement mis en service à l'hiver 2023-2024, d'après les exploitants.

Q FOCUS

Un objectif de capacité installé en 2035 réhaussé

Depuis quelques années, l'éolien en mer apparaît comme une technologie essentielle pour atteindre les objectifs énergie-climat de la France. L'éolien en mer posé est maintenant compétitif économiquement et possède une partie significative de sa chaîne de valeur dans le territoire national. La filière bénéficie ainsi d'un large soutien politique, même si des points d'attention existent notamment concernant les conflits d'usages en mer ou la préservation de la biodiversité marine. En 2022, le pacte éolien en mer, signé entre l'État et la filière, a acté un rehaussement important des objectifs de développement. Ce dernier cible environ 40 GW d'éolien en mer d'ici 2050 et prévoit un objectif intermédiaire de 18 GW d'installations mises en service en 2035. Des nouvelles annonces

courant 2023 ont par ailleurs concerné un possible rehaussement de l'objectif à l'horizon 2050 de 40 à 45 GW. Concernant le court et moyen terme, on retrouve cette nette accélération dans les premières orientations soumises à consultation en novembre 2023 dans le cadre de la nouvelle Stratégie française pour l'énergie et le climat, qui proposent un objectif de 3,6 GW en 2030 puis de 18 GW en 2035. Ce quintuplement envisagé de la capacité installée en à peine cinq ans, entre 2030 et 2035, représente un défi de taille, rendant nécessaires des efforts importants de planification qui doivent être anticipés et concrétisés dans les toutes prochaines années, avec notamment le lancement de plusieurs appels d'offres concernant des nouvelles capacités⁵⁸.

2.5.2 Un facteur de charge plus élevé en mer

Alors que le facteur de charge des éoliennes terrestres installées en France se situe autour de 23-24 % et peut atteindre environ 26 % pour les éoliennes les plus récentes⁵⁹, les éoliennes en mer affichent un facteur de charge en général nettement plus élevé, qui s'explique par plusieurs facteurs structurels : elles profitent d'un espace environnant en mer dégagé d'obstacles et de vents plus forts et réguliers. Elles sont aussi plus grandes, avec à la fois des tailles de mât et des diamètres de pale plus élevés.

Tout comme pour un site terrestre, le facteur de charge exact d'un parc en mer dépend du site sélectionné et des vents moyens annuels qu'on

trouve localement. Il dépend aussi de la technologie de fabrication des éoliennes utilisées. En 2023, le parc de Saint-Nazaire, dans sa première année de fonctionnement⁶⁰, a réalisé un facteur de charge moyen annuel de 35 %. Ce niveau est inférieur au facteur de charge moyen de 40 % annoncé par EDF, qui correspond à la moyenne de long-terme que le parc devrait atteindre sur l'ensemble de sa durée de vie. Le facteur de charge sur une année particulière peut varier en fonction des conditions de vent et d'autres facteurs (arrêts pour maintenance notamment) et il faudra un échantillon d'années suffisamment large pour évaluer un facteur de charge moyen fiable pour ce parc ou les autres parcs à venir.

58. Pour plus de détail sur le sujet, se référer au chapitre 3 La production et le stockage d'électricité du Bilan Prévisionnel 2023-2035 de RTE.

59. Voir la note Évolution du facteur de charge éolien sur le portail Analyses et Données de RTE.

60. Qui n'est pas représentative d'un fonctionnement « normal » puisqu'elle peut comporter des essais, réglages pour optimisation ou arrêts pour maintenance. Une grande partie du parc a notamment été à l'arrêt au mois de décembre, période de l'année où le parc produit habituellement de manière importante.

Selon l'exploitant⁶¹, le parc de Saint-Brieuc devrait produire annuellement 1 850 GWh, correspondant à un facteur de charge d'environ 42 %. Ce parc marque aussi un changement de technologie par rapport à celui de Saint-Nazaire, avec des éoliennes de puissance unitaire plus élevée (respectivement 8 MW et 6 MW).

À l'horizon de la fin de la décennie, les autres parcs attendus devraient présenter, selon les

exploitants, des facteurs de charge encore plus élevés. Par exemple, pour les parcs éoliens en mer posés de Dunkerque et Centre Manche 1, les développeurs de projet qui ont répondu aux différents appels d'offres envisagent des facteurs de charge de près de 50 %⁶². Sur le même horizon de temps, les parcs flottants pourront aussi profiter de meilleurs vents au large, ce qui contribuera à améliorer leur facteur de charge.

61. Ailes Marines. *Le projet en bref*, 2023

62. Pour Dunkerque, les développeurs indiquent une durée annuelle de fonctionnement à pleine puissance comprise entre 3 950 et 4 150 heures, soit un facteur de charge entre 45 % et 47 % (CRE, *Rapport de synthèse Dunkerque*, 2023). Pour Centre Manche 1, le facteur de charge serait entre 48 % et 51,8 % (CRE, *Rapport de synthèse version publique Centre Manche 1*, 2023).

2.6 Un volume record de production solaire et une progression inédite du parc installé

2.6.1 Une production solaire en nette hausse

La production solaire s'est établie en 2023 à 21,6 TWh, en augmentation de 17 % (+3,1 TWh) par rapport à 2022.

La hausse de la production s'explique en premier lieu par l'augmentation du parc solaire installé qui a accéléré depuis 2021 (cf. partie suivante).

Le facteur de charge est en très légère baisse et s'est situé à 14,2 % en 2023 contre 14,5 % en 2022. Le taux de couverture de la consommation par la production solaire s'est établi en moyenne à 5,0 %⁶³ au cours de l'année 2023, franchissant pour la première fois la barre des 5 %, dans un contexte caractérisé également par la baisse de la consommation dans l'hexagone.

Figure 2.20 : Évolution du volume de production annuel du solaire photovoltaïque entre 2009 et 2023

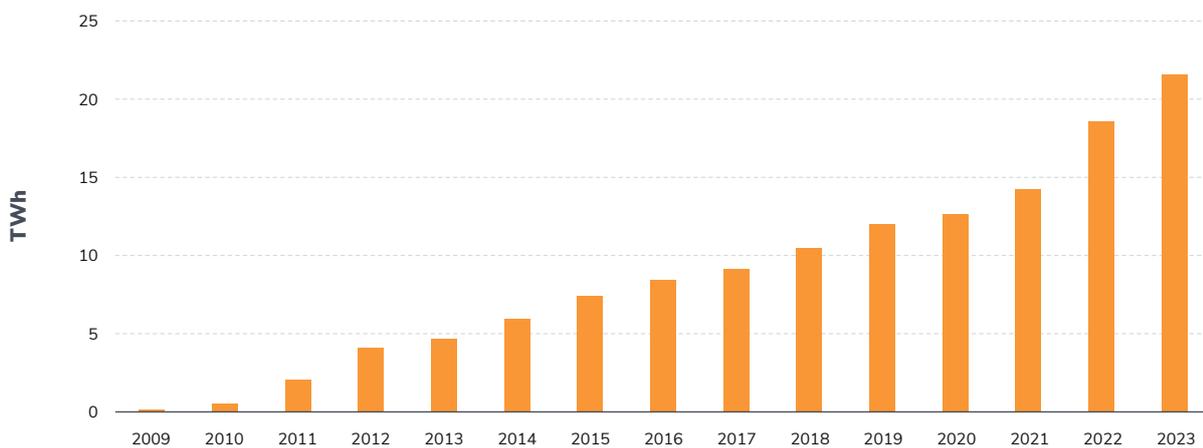
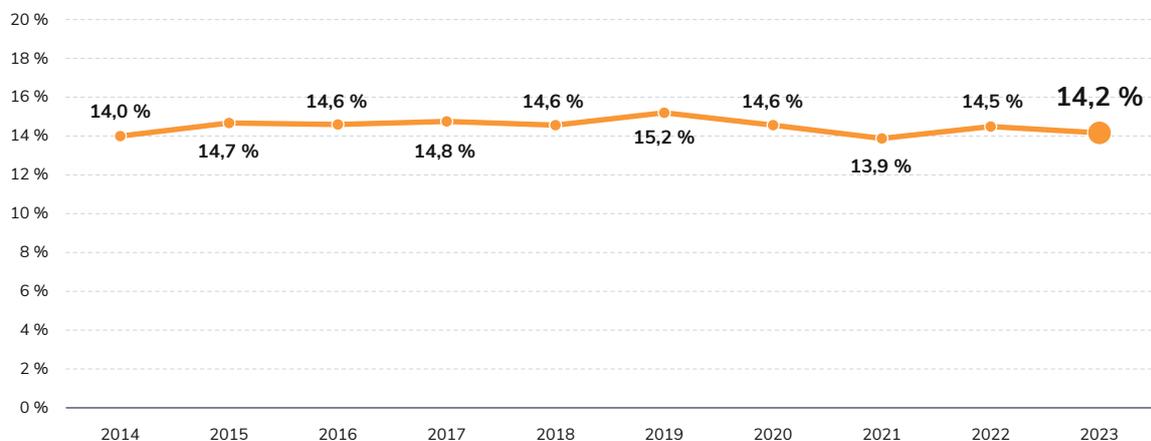


Figure 2.21 : Évolution du facteur de charge annuel du solaire photovoltaïque entre 2014 et 2023



63. Taux moyen annuel calculé comme la moyenne des taux de couverture au pas 30 minutes.

2.6.2 Une accélération du rythme de développement, qui permet de s'approcher des objectifs définis par les pouvoirs publics

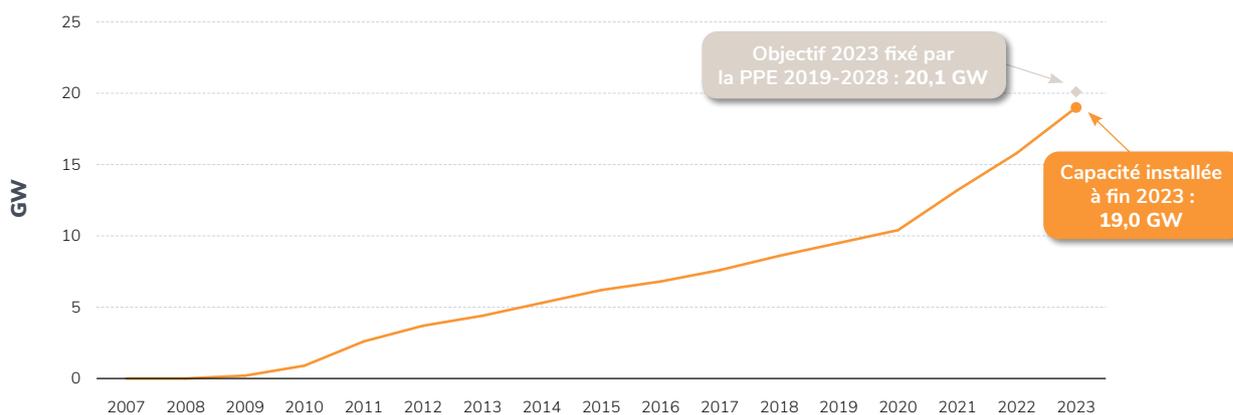
Le parc solaire a atteint 19,0 GW à fin 2023, soit une augmentation de capacité installée de l'ordre de 3,1 GW par rapport à fin 2022^{64,65}. Cette évolution de la capacité installée représente un record de développement sur une année, avec une accélération nette par rapport aux précédents rythmes observés en 2021 et 2022 (+2,7 GW/an).

Grâce à cette croissance significative du parc, le parc installé se rapproche de l'objectif de 20,1 GW fixé par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 à fin 2023 à environ un gigawatt près, ce qui correspond à un retard d'environ six mois au rythme moyen d'installation constaté au cours des cinq dernières années. Sur la période 2019-2023, c'est-à-dire la première période de la PPE, le rythme de développement observé (2,1 GW/an) a été de 10 % inférieur au rythme qui aurait été nécessaire pour l'atteinte des objectifs

(2,3 GW/an). Cependant, la progression du parc constatée en moyenne depuis 2021 (2,9 GW/an) a largement dépassé ce rythme, marquant une nette amélioration par rapport à celle de 2019 et 2020 (+0,9 GW/an).

Sur des horizons plus longs, le parc solaire devra continuer de se développer pour répondre aux enjeux de décarbonation des usages de l'énergie fixés par les pouvoirs publics⁶⁶. Les premières orientations de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC), soumises à consultation publique à l'automne 2023, proposent une augmentation des objectifs à long terme, ce qui impliquerait une nette accélération du rythme de développement du photovoltaïque dans l'hexagone. Elle indique aussi des premières fourchettes possibles de capacité installée, respectivement de 54 à 60 GW en 2030 puis de 75 à 100 GW en 2035. Ces objectifs représenteraient des rythmes de développement compris entre 5 et 7 GW/an environ d'ici à 2035, soit plus de deux fois le rythme moyen des trois dernières années.

Figure 22 : Évolution du parc solaire photovoltaïque et comparaison avec les objectifs publics à l'horizon 2023

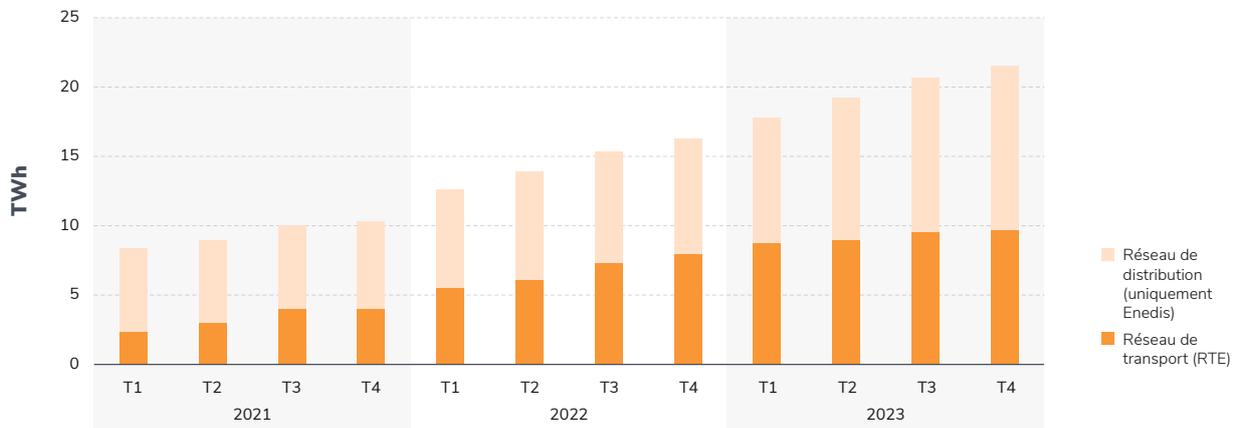


64. Le parc installé à fin 2022 (15,9 GW) a légèrement évolué par rapport à celui indiqué dans le Bilan électrique 2022 (15,7 GW) du fait du passage à des données définitives.

65. À noter que les installations en autoconsommation sans injection ne sont pas comptabilisées dans le parc et la production. Les installations en autoconsommation avec injection sont comptabilisées dans le parc, mais seule la production injectée est prise en compte. Ces types d'installations ont fortement progressé cette année bien qu'elles ne représentent encore qu'une faible part du parc solaire total. – [Enedis, Parc de production – Maille régionale & départementale – Historique cumulés, 2024](#)

66. Le Bilan Prévisionnel 2023-2035 de RTE indique que le développement des énergies renouvelables est un des leviers essentiels pour réussir les objectifs de décarbonation et réindustrialisation à l'horizon 2030-2035.

Figure 2.23 : Capacité des projets solaires photovoltaïques en cours de développement, par trimestre, sur le réseau de transport d'électricité (RTE) et le réseau de distribution (périmètre Enedis uniquement)



Comme en 2022, le volume de projets solaires en développement⁶⁷ en 2023 a fortement progressé, atteignant plus de 21 GW à fin 2023⁶⁸ contre 10 GW environ à fin 2021, soit un doublement du volume de projet en développement en moins de deux ans. La progression annuelle de la capacité installée de la filière est donc susceptible d'augmenter largement au cours des prochaines années, même s'il n'est pas possible de prévoir très précisément quand et dans quelle proportion, le temps de mise en service effectif dépendant du type de projet, de la législation et du contexte local.

2.6.3 Un écart dans le rythme de développement qui se creuse par rapport aux pays voisins

Le rythme d'installation du parc photovoltaïque s'est nettement accéléré en 2023 en France et dans certains des pays voisins. Par rapport à l'année 2022, ce rythme s'est accéléré en Espagne (+12 %

de hausse du rythme) et en France (+16 %), et s'est très nettement accéléré en Allemagne (+91 %), en Italie (+112 %) et au Royaume-Uni (+260 %, sur les trois premiers trimestres uniquement). Cette dynamique n'a pas permis au parc français de réduire l'écart avec les parcs allemand, espagnol et italien, ces pays ayant aussi installé une plus grande puissance en valeur absolue (respectivement 14,3 GW, 5,2 GW⁶⁹ et 5,2 GW sur l'année) mais permet de distancer le parc britannique. Les capacités totales disponibles à fin 2023 en Espagne (25,1 GW⁷⁰), Italie (30,3 GW) et en particulier en Allemagne (81,8 GW), ou au Pays-Bas (22,6 GW) sont donc nettement supérieures aux capacités françaises (19,0 GW) (voir également la partie Europe).

Pour l'ensemble de l'Union européenne, les chiffres de la filière⁷¹ indiquent un record d'installation en 2023, avec 56 GW de capacité installée en plus

67. Pour le réseau de RTE, il s'agit des projets ayant fait l'objet d'une « proposition d'entrée en file d'attente » ou d'une « proposition technique et financière » acceptée ou qui ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offres. Pour le réseau d'Enedis, il s'agit de projets pour lesquels une demande de raccordement a été qualifiée complète par le gestionnaire de réseau de distribution.

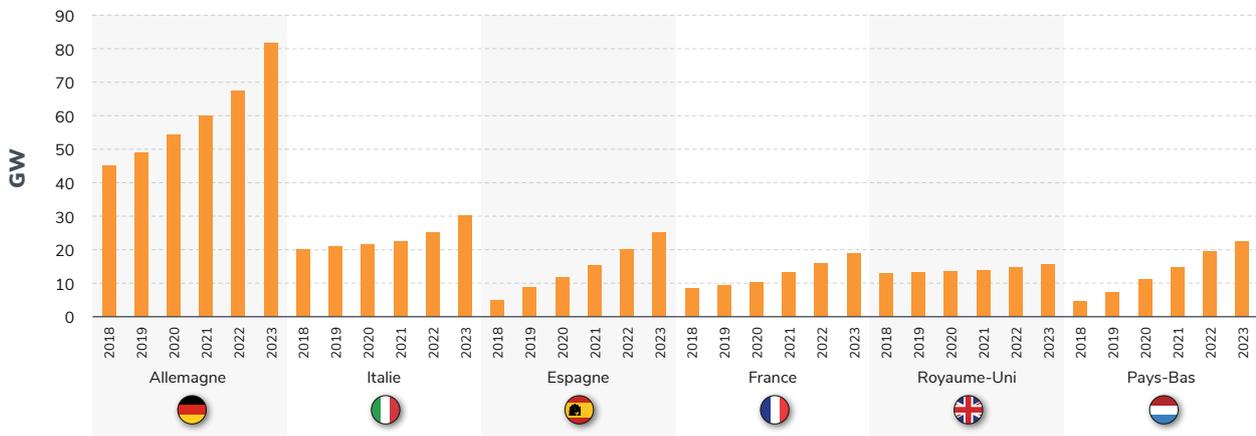
68. Données RTE sur le réseau de transport, et données ENEDIS sur le réseau de distribution. – [Enedis, Projets en développement – Demandes en cours par tranches de puissance et modalités d'injection – Historiques cumulés, 2024](#)

69. Les chiffres pour l'Espagne ne prennent pas en compte les installations en autoconsommation des particuliers et industriels et qui représentent +1,7 GW d'installations sur l'année 2023 d'après la filière. – [UNEF, En 2023 se instalaron en España 1.706 MW de autoconsumo fotovoltaico, 2024](#)

70. Les chiffres pour l'Espagne ne prennent pas en compte les installations en autoconsommation des particuliers et industriels, qui se sont très fortement développées ces dernières années (7 GW à fin 2023 selon la filière). – [UNEF, En 2023 se instalaron en España 1.706 MW de autoconsumo fotovoltaico, 2024](#)

71. [SolarPower Europe, EU Market Outlook for Solar Power 2023-2027, 2023](#)

Figure 2.24 : Évolution des capacités solaires photovoltaïques dans une sélection de pays européens (données à fin 2023 sauf Royaume-Uni T3 2023)



Sources : Fraunhofer Institute, REE, RTE, BEIS UK, TERNA, CBS et ENTSO-E

sur l'année (+40 % par rapport à 2022), portant la capacité totale du parc de 167,5 GW à 263 GW (+27 % en un an). Le précédent record avait été établi en 2022 (40 GW) et la filière prévoit une accélération continue sur les années à venir. La tendance pourrait donc se poursuivre, avec dorénavant chaque année plus d'installations que la

précédente au niveau européen, au moins jusqu'en 2030. Une part significative de la puissance installée en Europe en 2023 l'a été en Allemagne (14,3 GW⁷² sur 56 GW) : l'Allemagne a donc installé en une seule année l'équivalent de 75 % du parc photovoltaïque total existant en France à fin 2023.

72. Chiffres Fraunhofer Institute.

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

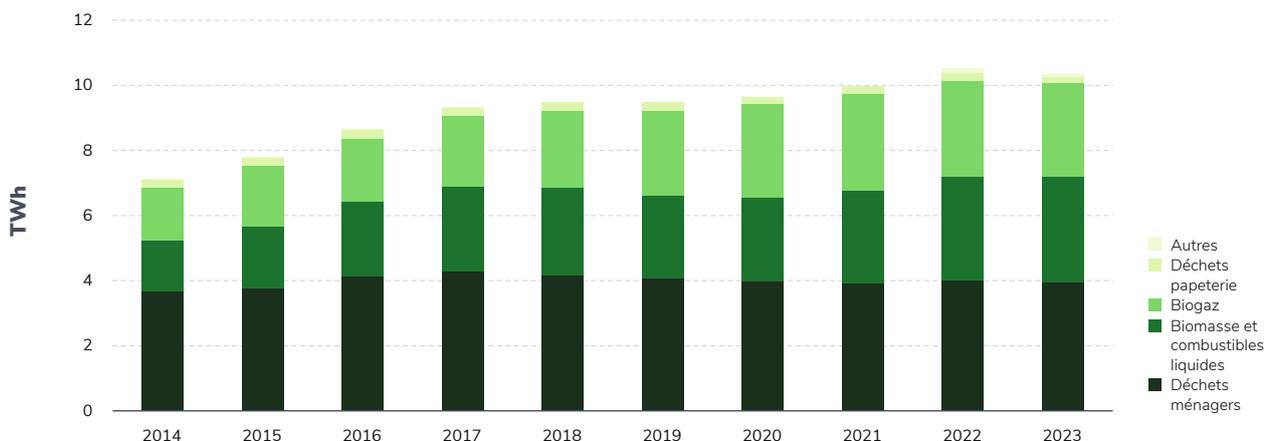
La filière thermique renouvelable et déchets inclut les installations de production d'électricité à partir de biomasse solide (bois, paille, etc.), de déchets (ménagers et papeterie) et de biogaz. Si une large partie de la production d'électricité de la filière est considérée renouvelable (celle à partir de biomasse solide ou de biogaz), seulement 50 % de la production des usines d'incinération d'ordures ménagères est considérée renouvelable, par convention⁷³.

Le volume de production d'électricité à partir de bioénergies et déchets est resté stable en 2023 par rapport à l'année précédente, pour s'établir à 10,4 TWh (contre 10,5 TWh en 2022). Cela résulte de la stabilité du parc en service par rapport à 2022 (2,2 GW) et du fait que ce parc produit de l'électricité « en base », c'est-à-dire de manière continue et relativement constante,

souvent dans le cadre d'unités de cogénération. La puissance installée avait augmenté de manière régulière pendant les années 2010, passant de 1,2 GW en 2010 à 2,1 GW en 2020, un développement porté presque entièrement par les unités de production au biogaz et à la biomasse solide, mais cette progression a nettement ralenti depuis 2020.

Le document de consultation de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC), publié à l'automne 2023, fournit des orientations concernant le développement de la filière dans les années à venir. La trajectoire proposée prolonge la tendance des années récentes concernant le biométhane et la biomasse solide, avec une relative stabilité du parc pour la production d'électricité du fait de la priorisation d'autres usages pour les bioénergies, comme l'injection directe dans les réseaux de gaz, la production directe de chaleur pour l'industrie et les bâtiments ou encore la production de biocarburants pour l'aviation et le transport maritime.

Figure 2.27 : Évolution de la production du thermique renouvelable et à partir de déchets entre 2014 et 2023



73. Légifrance. Arrêté du 8 novembre 2007 pris en application de l'article 2 du décret n° 2006-1118 du 5 septembre 2006 relatif aux garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération, 2007

Ainsi, concernant le biogaz, le document de consultation de la SFEC prévoit un développement de la méthanisation principalement en faveur de l'injection dans les réseaux gaziers. L'utilisation du biogaz pour la production d'électricité est limitée essentiellement aux unités éloignées du réseau de gaz existant et ne pouvant donc pas fonctionner

en injection directe. Les objectifs proposés passent ainsi d'une fourchette de 24 à 32 TWh de biométhane produit en France à l'horizon 2028, dont 14 à 22 TWh injectés, à 50 TWh à l'horizon 2030 mais avec 44 TWh injectés, donc avec une réduction de la part de biogaz disponible pour la production d'électricité.

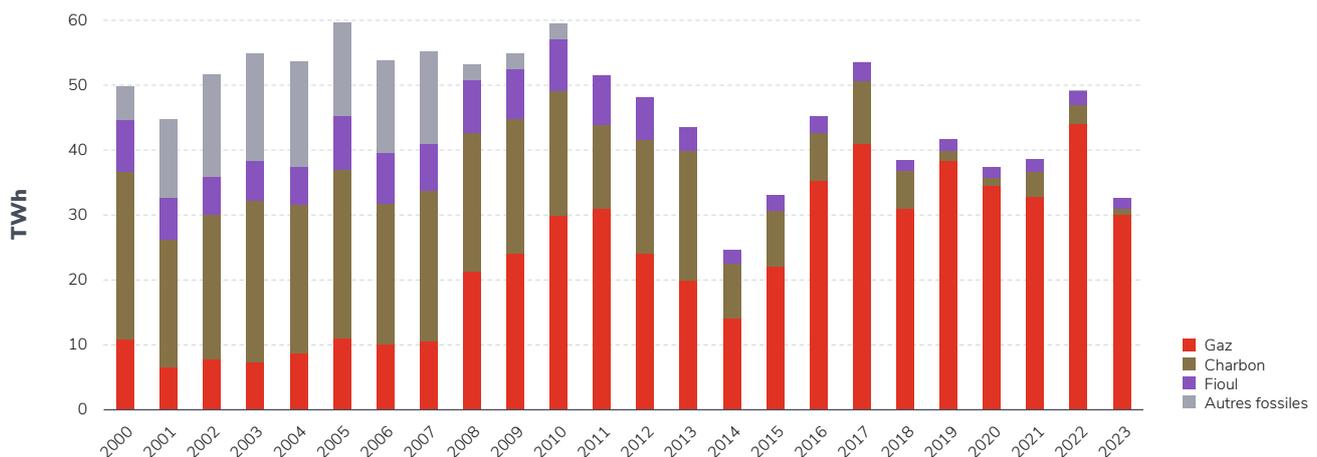
2.8 Le parc thermique fossile a été nettement moins sollicité qu'en 2022 grâce au rebond du nucléaire et de l'hydraulique, à la hausse de la production renouvelable et à la baisse de consommation

La contribution des moyens de production thermiques fossiles à l'approvisionnement en électricité de la France a nettement diminué en 2023 (32,6 TWh) par rapport à 2022 (49,2 TWh), en raison de l'amélioration de la disponibilité des filières nucléaire et hydraulique, de la baisse de consommation (voir partie Consommation) et d'une forte production éolienne (en particulier en janvier, mars, novembre et décembre). Si l'on regarde la tendance sur le plus long terme, la production des unités fonctionnant aux combustibles fossiles n'avait pas été aussi faible depuis l'année 2014. En moyenne, le niveau agrégé de production de ces filières a été inférieur au cours de la dernière décennie (39,4 TWh au cours de la période 2014-2023⁷⁴)

à celui de la décennie précédente (53,3 TWh au cours de la période 2004-2013), grâce notamment au développement de la filière éolienne et, dans une moindre mesure, solaire. Par ailleurs, l'on observe au sein de cette catégorie le progressif remplacement de la production à partir de charbon et fioul par celle au gaz, moins émettrice de gaz à effet de serre, ce qui est visible dans l'évolution des volumes d'émissions liés à la production d'électricité (voir partie Émissions).

La production d'électricité à partir de combustibles fossiles présente un coût variable de production (coût du combustible) plus élevé que celui des autres filières de production, ce qui se reflète sur le prix offert par ces producteurs sur les marchés. En général, ces filières sont donc « appelées » à produire après les filières décarbonées (renouvelables et nucléaire) dont les coûts variables sont faibles (selon le principe de préséance économique ou *merit order*, voir partie Prix). En conséquence, le volume annuel de la production thermique

Figure 2.28 : Évolution de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles en France entre 2000 et 2023⁷⁵



74. Cela reste vrai en considérant uniquement les années antérieures aux crises sanitaire et énergétique : la moyenne au cours de la période 2014-2019 est également 39,4 TWh.

75. 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.

fossile s'ajuste, à l'échelle européenne, en fonction de l'équilibre entre consommation d'électricité et production issue de sources décarbonées, dans la limite des capacités d'interconnexion. Au cours de l'année 2023, la consommation électrique en baisse et la production décarbonée en hausse, à la fois en France et dans le reste de l'Europe, ont donc permis un recours moindre à la production par rapport à l'année précédente.

2.8.1 Une production au gaz en forte baisse

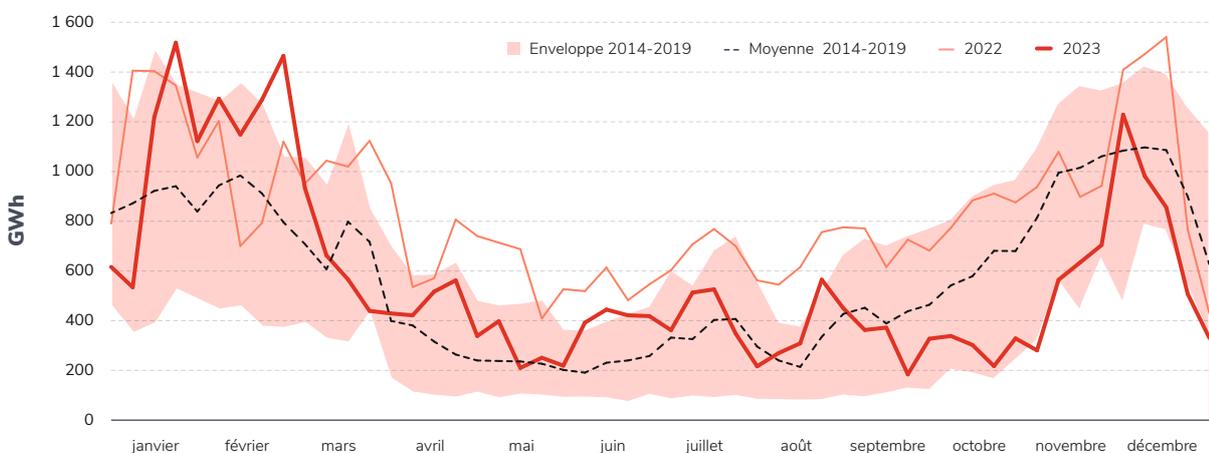
La production d'électricité issue des centrales au gaz a baissé d'environ 32 % en 2023 (30,0 TWh) par rapport à celle de 2022 (44,0 TWh). Elle est restée très sollicitée en début d'année, dans un contexte de production hydraulique contrainte, se situant cependant à des niveaux déjà observés dans le passé pendant les mois d'hiver. Pendant l'été, les volumes de production ont été nettement inférieurs à ceux de l'année précédente, se rapprochant des moyennes constatées au cours des années jusqu'en 2019, alors qu'en 2022 la contribution des centrales au gaz à la sécurité d'approvisionnement en électricité pendant l'été, au plus fort de la crise énergétique, avait été inédite.

La production est ensuite restée faible au cours des trois derniers mois de l'année (avec une hausse ponctuelle au cours de la dernière semaine de novembre), dans un contexte de températures supérieures aux normales de saison, d'une consommation relativement faible par rapport à l'historique et des volumes élevés de production hydraulique et éolienne, ainsi que d'une meilleure disponibilité du parc nucléaire par rapport à 2022.

2.8.2 Une production charbon au minimum historique

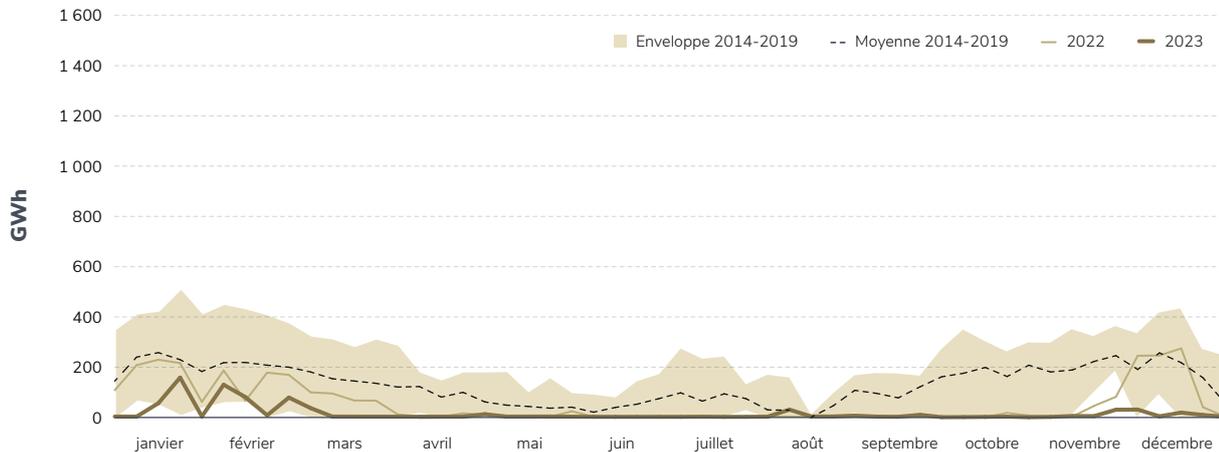
Le volume d'électricité produit à partir de charbon avait déjà été extrêmement faible en 2022 (2,9 TWh soit 0,6 % de la production) : il l'a été encore davantage en 2023, atteignant un niveau aujourd'hui anecdotique dans le mix de production (0,8 TWh ce qui correspond à 0,17 % de la production d'électricité en France). Le niveau de production des centrales à charbon s'est ainsi établi au plus faible niveau historique, près de deux fois inférieur aux niveaux déjà très faibles de 2019 (1,5 TWh) et 2020 (1,3 TWh)⁷⁶. La sortie du charbon en France est de fait déjà quasi effective pour ce qui concerne les volumes produits.

Figure 2.29 : Évolution de la production hebdomadaire des centrales au gaz au cours de l'année 2023 et comparaison avec les années précédentes



76. Une petite partie de cette production, environ un quart, résulte d'une production diffuse injectée sur le réseau par des sites industriels.

Figure 2.30 : Évolution de la production hebdomadaire des centrales à charbon au cours de l'année 2023 et comparaison avec les années précédentes



Dans le détail, les sollicitations des centrales à charbon ont été très ponctuelles au cours de l'année, essentiellement au cours des premiers mois, où le volume produit est néanmoins resté plus faible que celui de l'année précédente et de la moyenne des années avant 2019, et dans une moindre mesure en fin d'année, où la forte production éolienne et le faible niveau de consommation ont rendu très peu nécessaire le recours, même ponctuel, au charbon.

Le faible niveau de production observé en 2023 reflète la diminution progressive du parc de production des centrales à charbon en France au cours des dernières années (fermeture en 2021 des centrales de Gardanne et du Havre). Les émissions associées à ces centrales sont restées bien inférieures au seuil autorisé, y compris avant rehaussement du plafond⁷⁷.

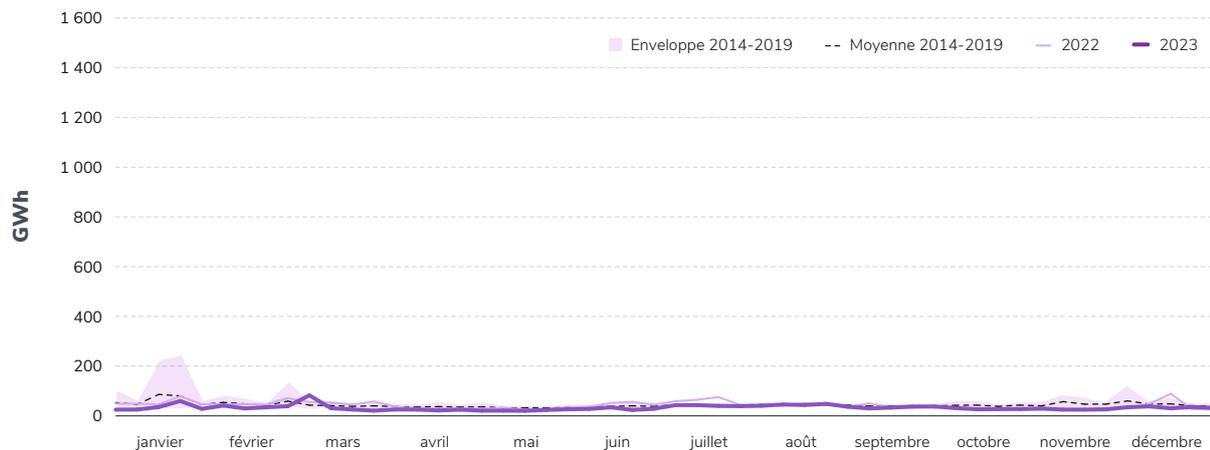
77. L'article D311-7-2 du code de l'Énergie, qui fixait un seuil d'émission de gaz à effet de serre à partir du 1^{er} janvier 2022 pour les centrales ayant un facteur d'émissions supérieur à $0,55 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{MWh}$, avait en effet été modifié par plusieurs décrets avec des seuils plus élevés jusqu'à fin 2024.

2.8.3 Une production fioul restée très faible dans la continuité des dernières années

La production d'électricité à partir de fioul a représenté 1,7 TWh pour l'année 2023, soit 0,3 % de la production totale. Ce volume est en baisse par rapport au niveau atteint en 2022 (2,2 TWh) ainsi que par rapport aux niveaux d'avant-crise. Les moyens de production au fioul ont été sollicités de manière relativement régulière au cours de l'année, avec quelques pics ponctuels au cours des premiers mois.

De même que pour les centrales à charbon, le volume des émissions de gaz à effet de serre issues des installations de production à partir de fioul a été très largement inférieur aux plafonds en vigueur en 2023 définis par l'article D311-7-2 du code de l'Énergie, et même aux niveaux prévus avant rehaussement des plafonds réglementaires. Il faut préciser que le total annuel de la production d'électricité des centrales au fioul était déjà de cet ordre de grandeur avant l'établissement des plafonds réglementaires.

Figure 2.31 : Évolution de la production hebdomadaire des centrales au fioul au cours de l'année 2023 et comparaison avec les années précédentes

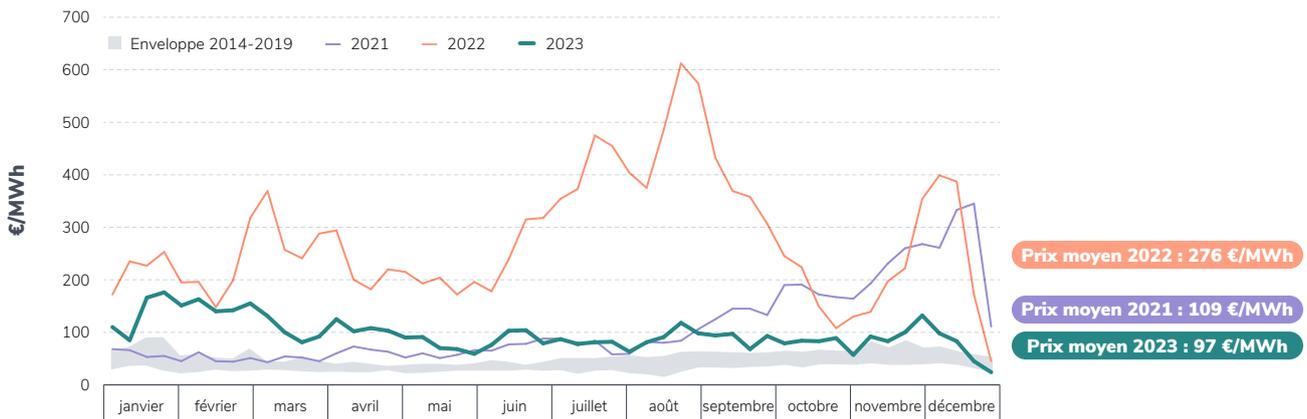


3. Les prix de l'électricité sur les marchés de gros ont nettement baissé par rapport à 2022, sans toutefois retrouver les niveaux d'avant-crise

En 2022, les prix de l'électricité avaient atteint des niveaux inédits sur les marchés de gros, en répercussion de la triple crise énergétique qui avait affecté de manière simultanée la production nucléaire en France, la production hydraulique dans le sud de l'Europe et les prix du gaz suite à l'invasion de l'Ukraine par la

Russie. En 2023, sous l'effet de l'amélioration du productible nucléaire et hydraulique et de la baisse des prix du gaz, les prix de l'électricité ont affiché une baisse significative : de 276 €/MWh en 2022 à 97 €/MWh en 2023 en moyenne annuelle en ce qui concerne les prix « spot ».

Figure 3.1 : Évolution des prix spot hebdomadaires moyens de l'électricité en France en 2023 et comparaison avec les années précédentes



Source : EPEX

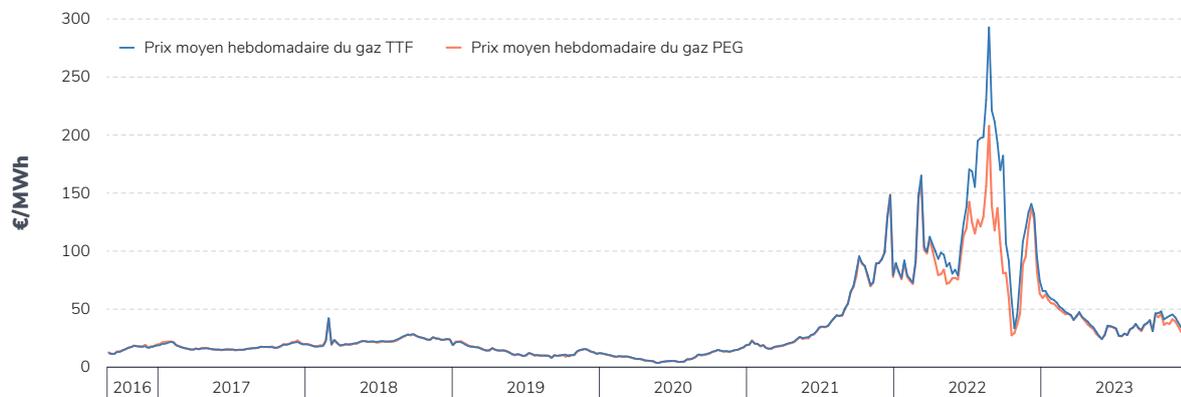
3.1 Les fondamentaux de marché se sont sensiblement améliorés en 2023

L'année 2022 avait été caractérisée par une augmentation exceptionnelle des prix du gaz sur le marché européen, qui avait atteint son point culminant à l'été. En réalité, cette augmentation prolongeait une dynamique enclenchée dès le second semestre 2021, soit avant le début de la guerre en Ukraine. À l'époque, ce mouvement haussier avait été interprété comme le résultat d'un désalignement entre l'offre et la demande de gaz, sous les effets de

la reprise économique qui avait entraîné une hausse de la consommation d'énergie en sortie de la crise sanitaire, dans un contexte de chaînes d'approvisionnement encore perturbées par cette crise. Il est désormais établi que des manœuvres de restriction d'offre de la part d'opérateurs commerciaux liés à la Russie ont contribué à cette hausse, notamment par le sous-remplissage des stocks détenus par ces acteurs en Europe, dès l'été 2021⁷⁸. L'augmentation des prix du gaz avait entraîné une hausse d'une ampleur comparable des prix sur les marchés de gros de l'électricité (spot et à terme).

78. The Oxford Institute for Energy Studies, *Falling like dominoes: the impact of Nord Stream on Russian gas flows in Europe*, 2022

Figure 3.2 : Évolution des prix du gaz (PEG et TTF) entre 2016 et 2023 (moyennes hebdomadaires)



Source : EEX

La crise s'était accentuée en décembre 2021 avec la dégradation prononcée de la disponibilité du parc nucléaire français, puis en 2022 avec l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Elle s'est traduite sur les marchés des combustibles par une hausse sans précédent des prix du gaz et du charbon induite par les craintes sur les approvisionnements. En effet, la Russie fournissait 42 % du gaz aux pays de l'Union européenne en 2021 : cette part ne représentait plus que 19 % en 2022 et 9 % en 2023. Les prix du gaz sur le marché spot français ont ainsi atteint un sommet en août 2022 avec des prix supérieurs à 200 €/MWh_{th}⁷⁹ en moyenne sur le mois, et supérieurs à 300 €/MWh_{th} sur la dernière semaine, alors qu'en 2019, avant les crises sanitaire et énergétique, ils se situaient autour de 20 €/MWh_{th} en début d'année et de 10 €/MWh_{th} en fin d'année. Tous ces facteurs, additionnés à la sécheresse inédite qui avait affecté l'Europe en 2022 ont renforcé les craintes sur la sécurité d'approvisionnement et conduit l'Union européenne à adopter des mesures d'urgence visant à contenir la hausse des prix de l'énergie. Parmi celles-ci figurent des mesures propres au système électrique (réduction de la consommation d'électricité, taxation des rentes infra-marginales⁸⁰, etc.)

et d'autres mesures concernant le marché gazier (réduction de la demande, objectif de remplissage des stocks avant l'hiver, etc.). Ces mesures engagées progressivement au cours de l'année 2022 ont contribué à l'amélioration des déterminants de la sécurité d'approvisionnement en 2023.

L'année 2023 a en effet été caractérisée par un recul significatif du prix des combustibles, qui a contribué à la baisse des prix de gros de l'électricité : les prix spot du gaz français sont descendus sous la barre des 40 €/MWh_{th} en moyenne sur l'année, alors qu'en 2022 la moyenne se situait autour de 100 €/MWh_{th}. Ils sont toutefois restés relativement élevés comparativement aux valeurs qu'ils avaient à la fin des années 2010.

La diversification des approvisionnements a permis un remplissage plus rapide des stocks, qui avaient focalisé l'attention en 2022 en raison de leurs niveaux très bas à l'approche de l'hiver. **D'une part, le niveau des stocks était historiquement élevé à la sortie de l'hiver 2022-2023, qui s'est révélé plus chaud que les normales de saison. D'autre part, les livraisons de GNL sont restées abondantes en 2023 dans la continuité**

79. Les MWh thermiques indiquent le contenu énergétique du gaz, avant conversion en électricité.

80. Il s'agit des revenus que les producteurs reçoivent du fait de la différence entre le prix de marché (fondé sur le coût marginal de la dernière unité appelée, souvent une unité fonctionnant au gaz) et leur coût variable de production.

de 2022. Enfin, la consommation de gaz a poursuivi sa baisse en 2023, atteignant un niveau plus faible qu'en 2022 en France (-13 %⁸¹), et dans l'Union européenne (-10 %⁸²). Les stocks ont ainsi atteint les objectifs fixés par l'Union européenne (90 %) plus tôt que prévu, en septembre 2023 au lieu de novembre. Les craintes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz ont ainsi été nettement plus réduites à l'approche de l'hiver 2023-2024.

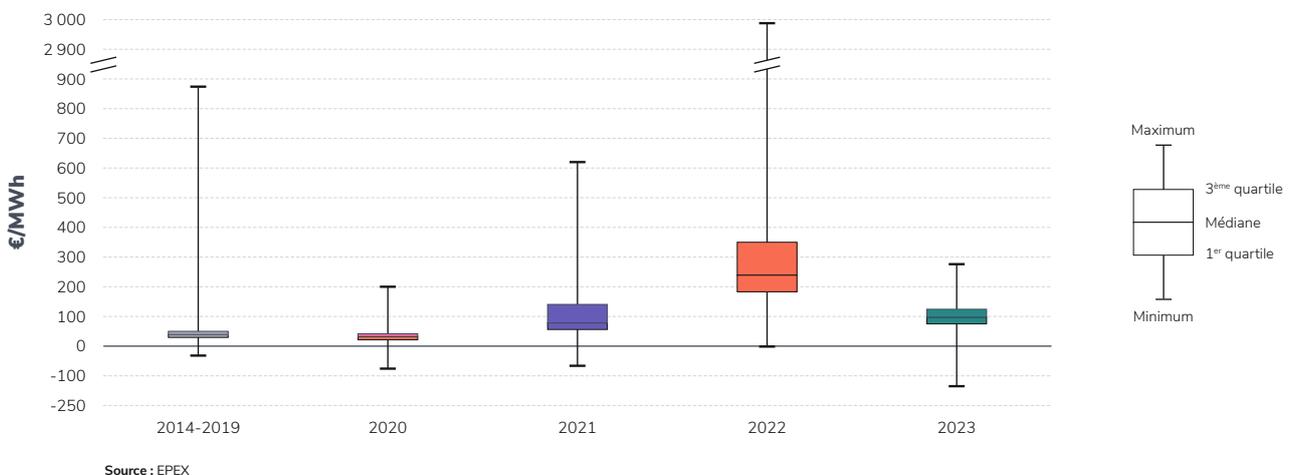
D'autres déterminants de la sécurité d'approvisionnement électrique ont montré une évolution favorable en 2023, contribuant à la baisse des prix de gros de l'électricité : la baisse sans précédent de la consommation, qui est en grande mesure un effet des prix élevés mais également des températures supérieures aux normales, la meilleure disponibilité du parc nucléaire français, la hausse de la production renouvelable et les précipitations dans la norme (au moins en moyenne) ayant permis un bon remplissage des stocks hydrauliques.

3.2 Les prix spot ont baissé de manière significative, mais leur volatilité est plus prononcée qu'avant la crise

Sous l'effet de l'amélioration des déterminants de la sécurité d'approvisionnement électrique, **le prix spot moyen annuel de l'électricité en France s'est établi à 97 €/MWh en 2023, une division par trois par rapport au prix moyen de 2022 (276 €/MWh) et une baisse de 11 % par rapport à celui de 2021.** Malgré cette diminution importante, les prix de gros de l'électricité sont restés très élevés par rapport aux niveaux des années avant les crises sanitaire et énergétique. En effet, la moyenne des prix spot sur la période 2014-2019 était de 40,7 €/MWh.

Si l'on regarde l'évolution des prix au cours de l'année, la courbe des prix spot de 2023 a retrouvé des caractéristiques semblables à celles des années avant-crise. Les prix les plus élevés de l'année se sont typiquement formés en début et en fin d'année au moment où la consommation brute a été la plus élevée du fait de la période hivernale, à la différence de 2022, où les plus fortes tensions sur le système électrique étaient apparues exceptionnellement

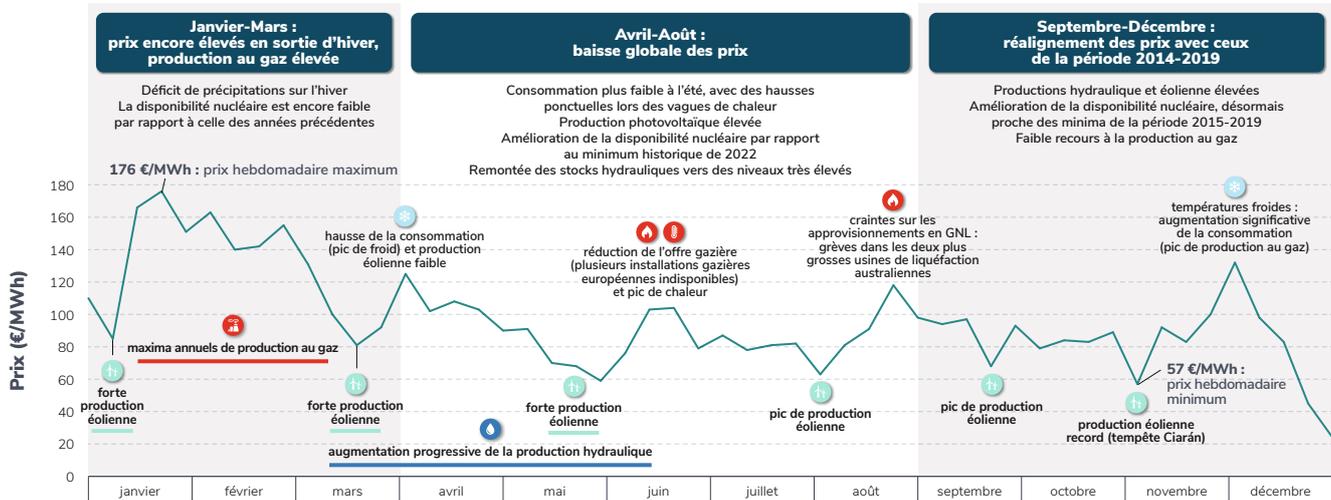
Figure 3.3 : Distributions des prix spot horaires de l'électricité en France au cours des dernières années, et sur la période 2014-2019



81. Opendata Réseaux-Énergies. *Consommation quotidienne brute*

82. Eurostat. *Supply, transformation and consumption of gas - monthly data*

Figure 3.4 : Évolution des prix spot hebdomadaires moyens en France au cours de l'année 2023 (week-ends et jours fériés inclus)



en été, aboutissant à une concentration de prix anormalement élevés pour la période. À l'inverse, les prix les plus bas ont été atteints en fin de printemps et durant l'été lorsque la demande a diminué et la production renouvelable a tenu une place plus importante dans le mix électrique.

En lien avec la baisse généralisée du niveau des prix, les maxima horaires constatés en 2023 sont sans commune mesure avec ceux de 2022 (les prix avaient atteint 2 713 €/MWh puis 2 988 €/MWh le lundi 4 avril 2022) et sont restés également inférieurs aux pics de prix atteints sur les derniers mois de 2021. Les prix ont été également moins volatiles en 2023, comparés à 2022 et 2021, signe d'une incertitude moins forte sur la sécurité d'alimentation. La volatilité est cependant restée supérieure aux valeurs d'avant 2020.

3.3 Les prix spot français se sont généralement situés dans la plage des coûts variables de production des moyens thermiques

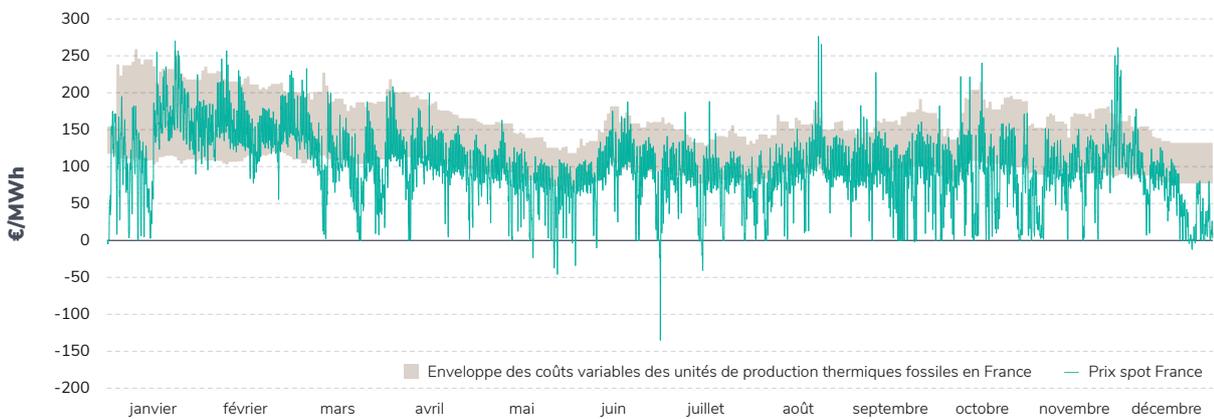
En 2023, comme tout au long de l'année précédente, les prix spot français se sont très fréquemment situés au sein de la plage de variation

des coûts variables de production des moyens thermiques, incluant le coût des quotas carbone correspondants. Les prix se sont en général établis au niveau des coûts de fonctionnement des unités de production marginales du système électrique européen, qui ont souvent été des centrales de production au gaz se situant à l'étranger.

Ainsi, les prix spot ont reflété la volatilité des prix du gaz, y compris lors de la plupart des pics observés au mois de mars et au cours de l'été 2022. Cependant, au plus fort de la crise, à l'été 2022, le prix de l'électricité sur le marché spot a atteint ponctuellement des niveaux de l'ordre de 1 000 €/MWh, très supérieurs au coût marginal de production des unités thermiques, même en considérant le niveau élevé des prix du gaz à l'époque⁸³. Ces prix peuvent néanmoins également s'expliquer selon le principe marginaliste, en notant que les unités marginales correspondaient alors régulièrement à des centrales concernées par des contraintes de stock (turbines au fioul, centrales hydrauliques) : celles-ci sont exploitées en valeurs d'usage, c'est-à-dire en arbitrant entre une production d'électricité immédiate (l'été) ou une production différée dans le temps (notamment l'hiver suivant, annoncé comme très tendu). Cette gestion en valeur d'usage constitue un

83. RTE, Bilan électrique 2022, chapitre Prix, 2023

Figure 3.5 : Évolution des prix spot horaires de l'électricité en France au cours de l'année 2023 et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques fossiles



mode d'exploitation « normal » pour les moyens à stock, qui contribue à valoriser l'utilisation des stocks d'électricité au meilleur moment pour le système électrique. Au second semestre 2022, sauf quelques heures durant les heures les plus froides de décembre, les prix n'ont plus atteint les valeurs de l'été du fait de la diminution de la consommation électrique à compter de l'automne 2022.

En 2023, en raison de l'augmentation de la production renouvelable et nucléaire et de la baisse de consommation par rapport à l'année précédente (la consommation avait entamé une baisse significative seulement à partir de l'automne 2022) le nombre d'heures où les prix se sont situés en dessous du faisceau des coûts variables des centrales thermiques a augmenté. Les prix se sont situés le plus fréquemment en dessous de ce faisceau entre le printemps et l'été et exceptionnellement durant la première quinzaine de janvier, périodes caractérisées par une production

renouvelable abondante (éolienne en hiver et au printemps, solaire en été) conjuguées à une amélioration progressive de la disponibilité du parc nucléaire. Les unités de production au gaz se sont moins souvent retrouvées en position marginale dans le *merit order* et ont moins souvent fixé le prix. Pendant les automnes et les hivers 2022-2023 et 2023-2024, les groupes thermiques pilotables ont été plus souvent sollicités, comme à l'accoutumée à cette période, et les prix sont restés plus fréquemment dans la plage des coûts variables des moyens thermiques.

Cette volatilité des prix sur le marché *spot*, qui reflète les conditions conjoncturelles de l'équilibre entre production et consommation, ne constitue pas un problème en soi dans la mesure où il existe des marchés de couverture pour que les acteurs économiques puissent y gérer leurs approvisionnements sur le temps long.

Q FOCUS

Prix de marché et coûts de production

Les spécificités du mix de production français créent un désalignement structurel entre les prix du marché, qui se fixe souvent au niveau d'unités fonctionnant au gaz (se situant fréquemment à l'étranger), et les coûts de production, plus faibles pour les moyens décarbonés. Ce désalignement ne découle pas d'une « indexation » des prix sur ceux des moyens de production thermique, mais il est le résultat des équilibres de marché qui se créent au niveau européen. Le marché de l'électricité européen fonctionne selon une logique de préséance économique (*merit order*), qui conduit le prix spot de l'électricité à se former à chaque heure au niveau du coût variable de production de la dernière unité appelée pour couvrir la demande⁸⁴. En effet, les producteurs sont incités à produire dès que le prix de marché dépasse leur coût de production marginal (si le prix est plus faible du coût de production marginal, le producteur ne pourra pas couvrir ses coûts, et dans le cas contraire, ne pas produire se traduirait en un manque à gagner). La flambée des prix de gros de l'électricité a conduit les États membres de l'Union européenne à demander à la Commission européenne une réforme structurelle du marché de l'électricité européen, qui

a été présentée le 14 mars 2023. Cette réforme permet aux États membres qui le souhaitent de favoriser divers outils, à l'instar de contrats de long terme pouvant prendre la forme de contrats pour différence (*contracts for difference*, ou CfD) ou d'engagements bilatéraux de long terme (*power purchase agreements*, ou PPA). En marge de ces travaux, différentes propositions de réponse aux répercussions de la crise ont pu animer le débat public, notamment en France. Les pouvoirs publics ont dans ce contexte présenté le 14 novembre 2023 un projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité, reposant notamment sur un principe de taxation des revenus tirés par EDF du parc nucléaire historique, dont les modalités précises ont fait l'objet d'une consultation dédiée.

Une discussion plus approfondie du lien entre coûts de production et prix de marchés et des interventions publiques en faveur de la stabilisation des prix payés par les consommateurs sur le long terme sera présentée dans le chapitre *Économie du système électrique* du *Bilan prévisionnel 2023-2035* de RTE, à paraître en 2024.

84. 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.

3.4 Le prix spot a connu une baisse plus marquée en France que dans les pays voisins, retrouvant son positionnement relatif habituel au sein des prix européens

Le fonctionnement du marché européen de l'électricité, fondé sur le principe de marginalité (voir focus dans la partie précédente), permet une sollicitation optimale des moyens de production disponibles, dans la limite des capacités d'échanges entre les différents pays, et donc une minimisation des coûts de production à l'échelle du système interconnecté.

Ainsi, l'augmentation significative des prix de marché constatée en France en 2022, tout comme l'inversion des flux d'échanges ayant porté la France à devenir importatrice sur l'année, sont le reflet du même besoin de recourir à des moyens de production à l'étranger, plus onéreux que les unités françaises, en particulier pour compenser la faible production nucléaire du fait des contrôles et des réparations liés au phénomène de corrosion sous contrainte.

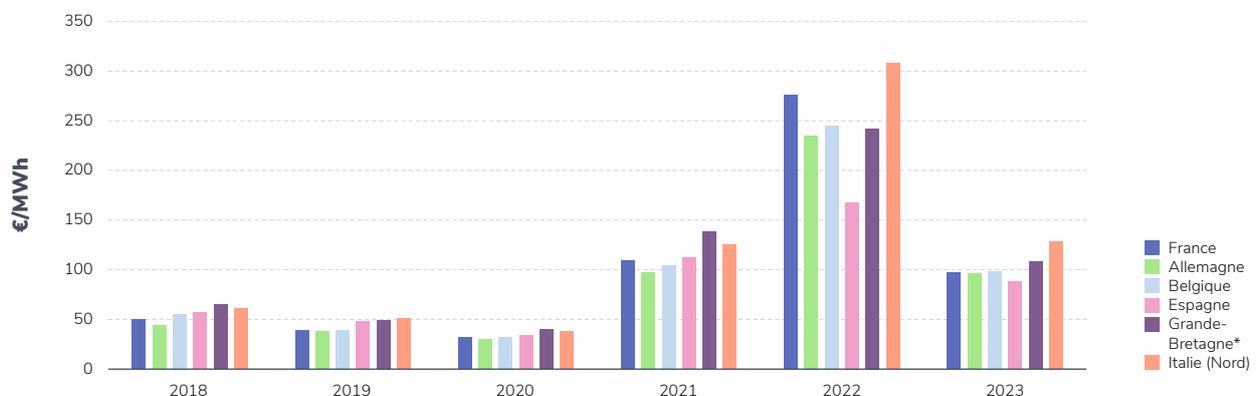
Le soulagement des tensions sur le marché français en 2023, grâce à l'amélioration de la

production décarbonée, à la baisse du niveau de consommation, et à celle des prix du gaz, a réduit le besoin de sollicitation de moyens thermiques à l'étranger et permis au prix spot en France de retrouver des niveaux plus faibles que ceux des pays voisins, ce qui a conduit à l'inversion du solde des échanges, redevenu exportateur (voir partie Échanges).

L'amélioration des fondamentaux de marché a aussi bénéficié aux autres pays européens, avec une diminution générale des prix spot de l'électricité. Si le prix français est passé de 276 €/MWh à 97 €/MWh entre 2022 et 2023, c'est-à-dire une baisse de 65 %, les prix allemand, espagnol et italien sont passés respectivement de 235 €/MWh à 95 €/MWh (-60 %) en Allemagne, de 168 €/MWh à 87 €/MWh (-48 %) en Espagne, et de 308 €/MWh en 2022 à 128 €/MWh (-58 %) en Italie.

Ainsi, les prix spot français ont retrouvé un positionnement habituel dans la hiérarchie des prix européens, redevenant en moyenne plus faibles que les prix en Grande-Bretagne et se rapprochant des prix en Belgique et en Allemagne. Seuls les prix en Espagne sont restés plus faibles qu'en France comme en 2022, alors qu'ils étaient historiquement plus élevés jusqu'à la fin des années

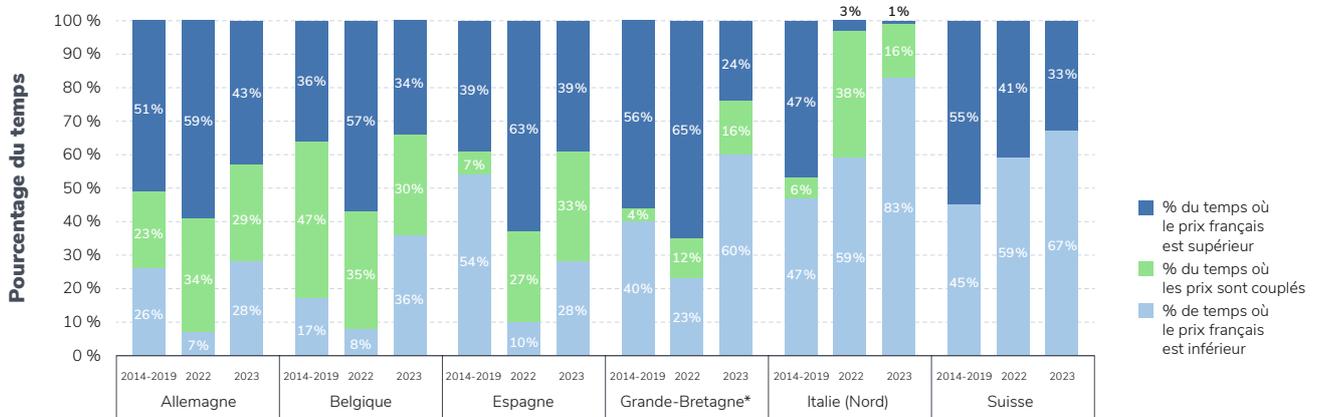
Figure 3.6 : Moyenne annuelle des prix spot horaires de l'électricité pour plusieurs pays européens au cours la période 2018-2023



* 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

Figure 3.7 : Positionnement du prix spot français par rapport à celui des pays voisins en 2022 et 2023, et comparaison avec la période 2014-2019



* 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

2010. Le mécanisme de plafonnement⁸⁵ du prix du gaz utilisé pour la production d'électricité en Espagne, qui expliquait une grande partie de l'écart constaté en 2022, a été reconduit en 2023 mais n'a plus eu d'effet sur cette année, du fait de la baisse du prix du gaz en-dessous du plafond fixé par les autorités. Ce sont le volume abondant de production renouvelable dans le pays, liée en particulier au fort développement de la capacité installée solaire (+22 % en 2023, voir partie Europe), ainsi qu'une consommation encore en retrait par rapport aux niveaux d'avant-crise, qui expliquent le faible niveau de prix dans le pays, le plus faible en moyenne parmi les pays voisins de la France. Si le rythme de développement des capacités renouvelables reste élevé, les prix espagnols pourraient devenir structurellement plus faibles que les prix français.

Au cours de l'année 2023, la part du temps où le prix français a été inférieur à celui de tous les pays voisins (Allemagne, Belgique, Espagne, Grande-Bretagne, Italie Nord) s'est élevé à 15 %. À titre de comparaison, en 2022, ce n'était arrivé que 4 % du temps, alors que ce taux était de 25 % entre 2014 et 2019. Avec le développement des énergies

renouvelables dans les pays voisins, il est vraisemblable que dans les années à venir les prix moyens dans ces pays seront plus souvent inférieurs au prix français que pendant les années jusqu'en 2019.

3.5 Des prix négatifs structurellement plus fréquents

L'année 2023 a été caractérisée, en France comme dans d'autres pays européens, par une augmentation du nombre d'épisodes de prix négatifs sur le marché spot, dont l'occurrence suit une tendance haussière sur les dix dernières années, sous l'effet de l'augmentation significative des capacités de production à partir d'énergies renouvelables.

Les prix négatifs peuvent survenir lors de moments de faible consommation conjugués à une forte production d'énergies renouvelables. Lorsque la production renouvelable dépasse la consommation, les groupes pilotables, notamment les groupes thermiques non flexibles, devraient arrêter leur production. Or, la mise à l'arrêt temporaire d'un groupe thermique peut être coûteuse : en raison

85. Mécanisme de subvention aux centrales thermiques (au gaz notamment) mis en place par l'Espagne et le Portugal. Les règles de fonctionnement du marché européen ont continué d'être appliquées par ces deux pays, mais ils ont imposé un plafond au prix du gaz pour la production d'électricité, en octroyant aux centrales à gaz une compensation visant à couvrir l'écart entre ce prix plafond et le prix de marché du gaz. Voir le chapitre Analyse économique du Bilan prévisionnel 2023-2035 pour une discussion de ce mécanisme, qu'il ne serait pas possible de transposer à la France en obtenant les mêmes effets, sauf à le mettre en œuvre simultanément dans tous les pays interconnectés.

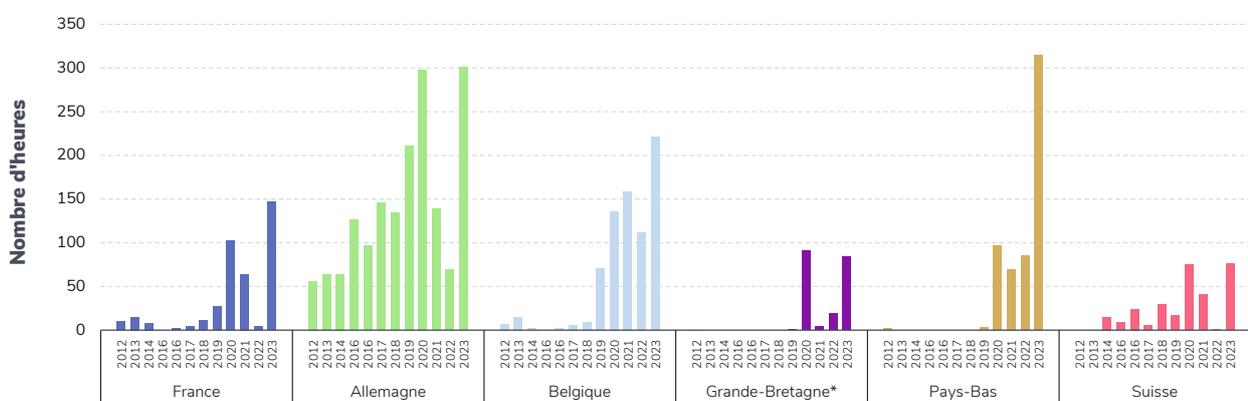
des contraintes techniques et économiques (coûts de démarrage, minimum technique, durée minimale d'arrêt, etc.), il peut être plus avantageux pour un producteur de payer pour continuer à produire pendant la durée de la période de forte production renouvelable plutôt que de mettre son unité à l'arrêt. Dans ce cas, les producteurs sont amenés à offrir des volumes d'énergie sur le marché à un prix négatif, traduisant le fait qu'ils sont prêts à payer pour que des acheteurs consomment (ou revendent à des consommateurs) leur production. 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, seulement une petite partie 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 celui-ci, ce qui réduit l'effet incitatif de ce signal sur le niveau de consommation.

De plus, une large partie de la production renouvelable n'est pas non plus exposée aux prix de marché, disposant de contrats directs d'achat d'énergie par le mécanisme d'obligation d'achat. Le prix négatif n'agit pas alors en tant qu'incitation à la réduction de ces productions. Les installations en complément de rémunération, en revanche, sont incitées à ne pas produire en cas de prix négatifs. En effet, le mécanisme ne prévoit aucune rémunération lors de ces épisodes sauf si le nombre d'heures d'arrêt de l'installation cumulé sur l'année dépasse un seuil défini par filière (20 heures pour l'éolien par exemple).

En France, les prix spot ont atteint des valeurs négatives pendant 147 heures en 2023, un maximum historique. Ces prix négatifs sont apparus principalement entre les mois de mai et septembre dans l'après-midi, entre 12 h et 16 h, en conséquence de la forte production solaire et des faibles niveaux de consommation à ces périodes. Un épisode d'ampleur significative s'est vérifié le 2 juillet : ce jour-là, les prix horaires sont descendus jusqu'à -134,9 €/MWh, le plus bas niveau observé depuis 2013, et le prix a été négatif en moyenne sur la journée, à -1,2 €/MWh, ce qui n'était plus arrivé depuis 2020. Les prix négatifs constatés en France ont souvent été l'effet d'offres déposées sur les marchés des pays voisins. En effet, dans

Figure 3.8 : 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

la majorité des cas où un prix négatif a été atteint en France, un prix négatif encore plus faible était atteint sur le marché d'un des autres pays européens au même moment. Les prix ont tendance à converger dans la limite des capacités d'échanges, ce qui explique qu'un prix très négatif sur le marché d'un pays voisin se reflète dans un prix légèrement moins négatif en France.

Aux Pays-Bas, le nombre d'occurrences de prix négatifs a considérablement augmenté en 2023 passant de seulement quelques heures en 2019 à 316 heures en 2023. Le développement des capacités de production solaire et éolienne a été particulièrement rapide dans le pays, qui affiche un objectif de 70 % d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans le mix électrique (voir partie *Europe*). La part de ces énergies dans le mix électrique du pays est passée de 8 % en 2015 à 40 % en 2023. Le parc solaire a particulièrement bénéficié de cette accélération. À titre de comparaison, la capacité solaire installée aux Pays-Bas est plus élevée que les pics de consommation annuels dans le pays. Quand la production renouvelable dépasse la consommation et que les capacités d'exportation vers les autres pays européens sont saturées (et que par ailleurs la production renouvelable peut être en même temps élevée dans les autres pays), les prix peuvent atteindre des niveaux négatifs très bas. Notamment, beaucoup des capacités solaires sont installées chez des particuliers, qui ne disposent pas des moyens techniques ni des incitations adéquates pour adapter leur injection sur le réseau électrique en cas de surplus de production⁸⁶. Ainsi, le dimanche 2 juillet, lorsque la production solaire a été abondante dans plusieurs pays européens, le prix est descendu aux Pays-Bas jusqu'à -500 €/MWh entre 13 h et 15 h, un minimum historique.

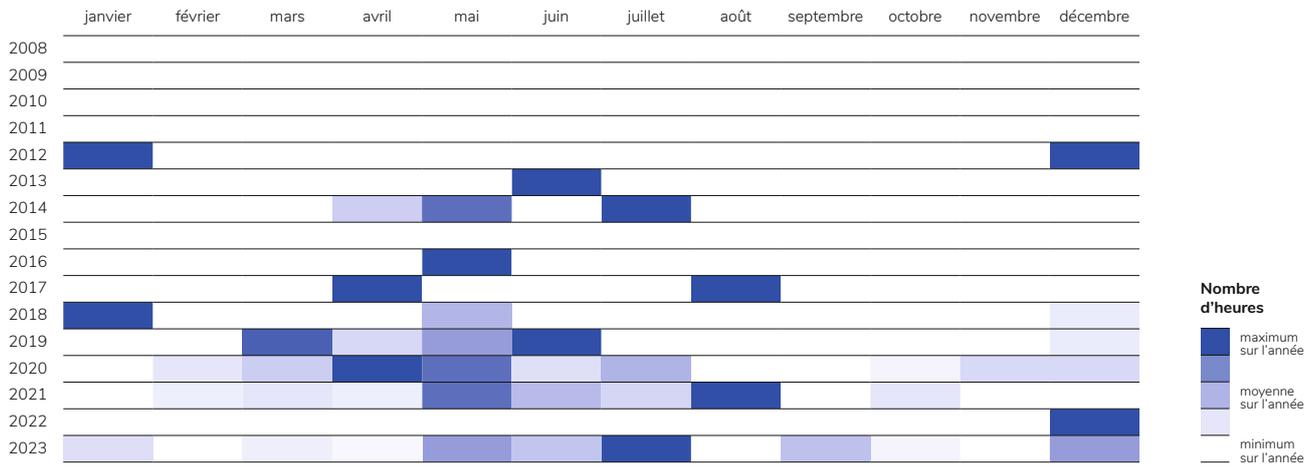
L'Allemagne a également été caractérisée par un record en nombre annuel d'heures avec un prix spot négatif en 2023 (301 heures). Contrairement aux autres pays cependant, il n'y a pas une différence marquée par rapport aux années précédentes. En effet, ce nombre est quasiment identique à celui de 2019 (298 heures). Le prix spot a atteint un niveau minimum de -500 €/MWh le dimanche 2 juillet comme aux Pays-Bas, un plus bas depuis octobre 2009. De plus, sur la période du dimanche 24 au lundi 25 décembre, 36 heures consécutives de prix spot négatifs ont été enregistrées. Pendant ce dimanche suivi d'un jour férié au cours de la période des vacances de fin d'année, les températures ont été plus élevées que les normales de saison et la production éolienne abondante.

L'analyse temporelle des épisodes de prix négatifs dans les différents pays permet d'identifier des tendances communes, notamment le fait que ceux-ci se sont produits majoritairement pendant le printemps et l'été. En Allemagne, les mois d'hiver sont aussi concernés. Les heures où ces prix se matérialisent les plus fréquemment sont celles du creux de consommation de l'après-midi, entre 12 h et 16 h, et dans certains pays celles du creux de la nuit entre minuit et 6 h.

Tout cela révèle un besoin de développement des flexibilités sur le système électrique et en particulier d'un vrai passage à l'échelle en ce qui concerne la flexibilité de la demande, avec l'objectif d'adapter à la fois durablement (pour tenir compte de la production solaire en milieu de journée, très régulière et facilement prévisible) et de manière dynamique (notamment pour suivre la production éolienne) le profil de consommation à celui de la production renouvelable (voir partie *Flexibilités*).

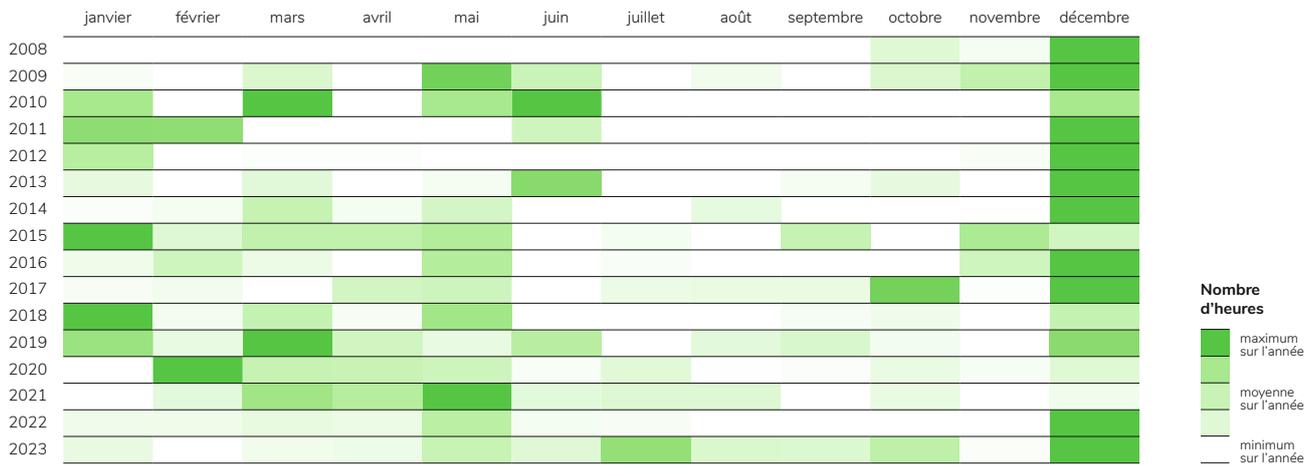
⁸⁶. En particulier, les consommateurs avec des contrats à tarification en net-metering dont l'injection excédentaire sur le réseau est subventionnée.

Figure 3.9 : Répartition mensuelle, par année, des prix spot négatifs en France



Source : EPEX

Figure 3.10 : Répartition mensuelle, par année, des prix spot négatifs en Allemagne



Source : EPEX

Figure 3.11 : Répartition mensuelle, par année, des prix spot négatifs aux Pays-Bas

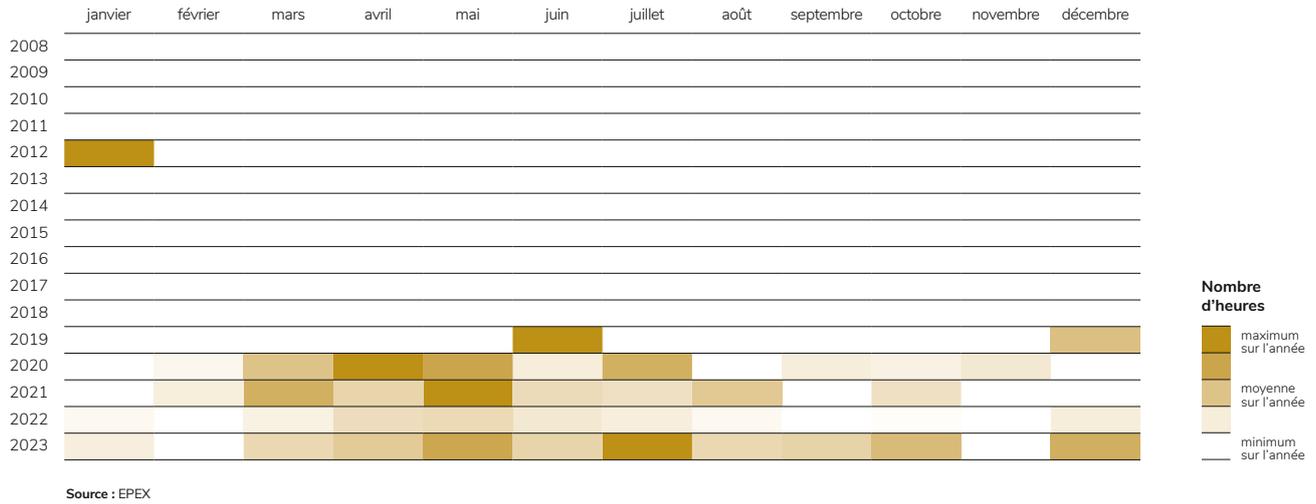


Figure 3.12 : Répartition horaire, par mois, des prix spot négatifs en France sur la période 2002-2023

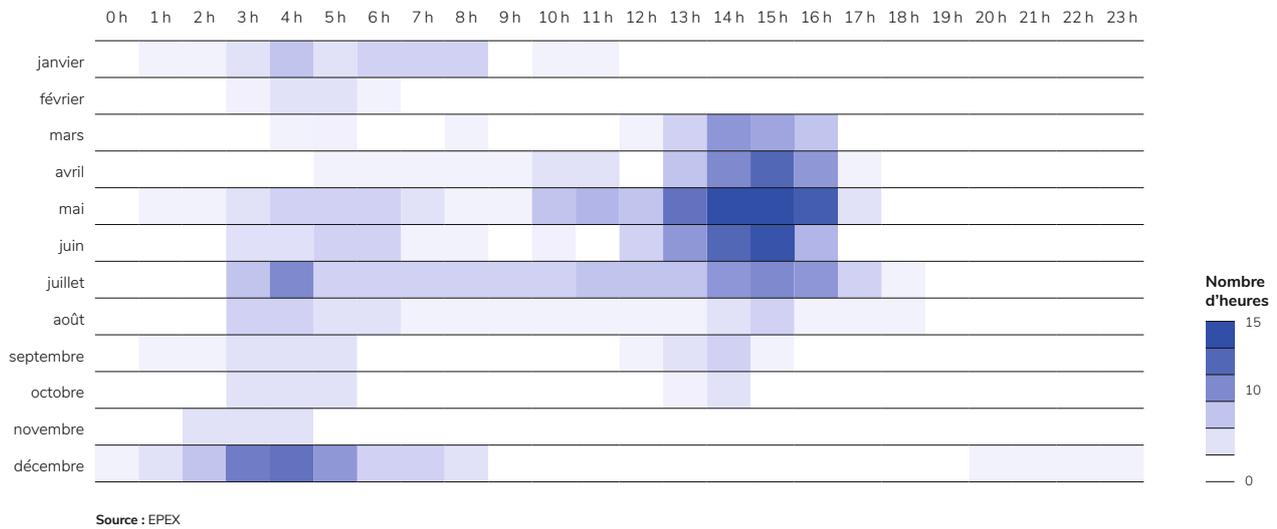


Figure 3.13 : Répartition horaire, par mois, des prix spot négatifs en Allemagne sur la période 2002-2023

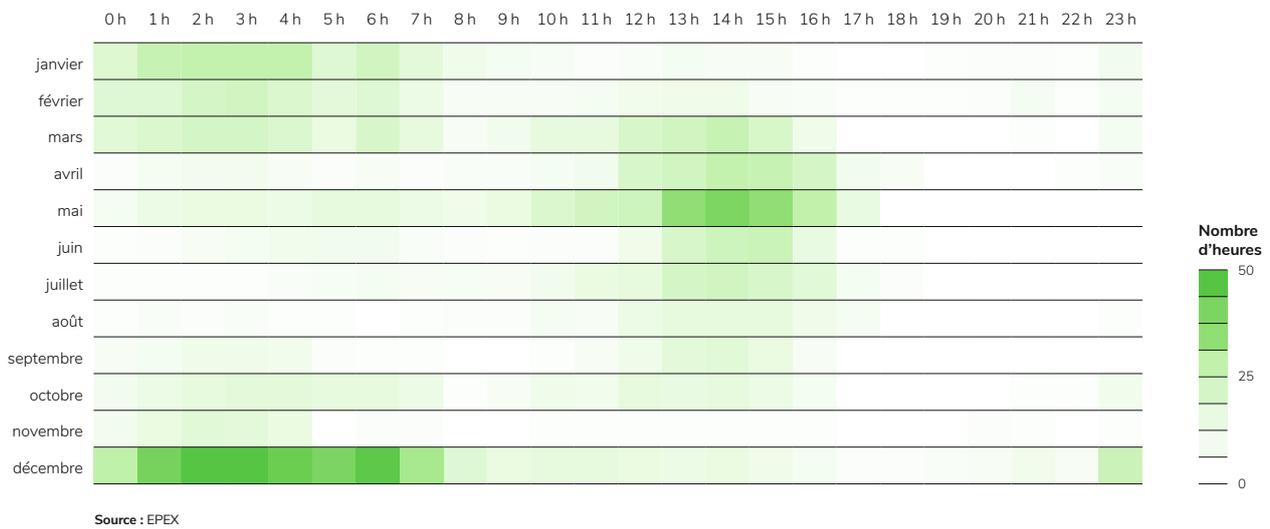
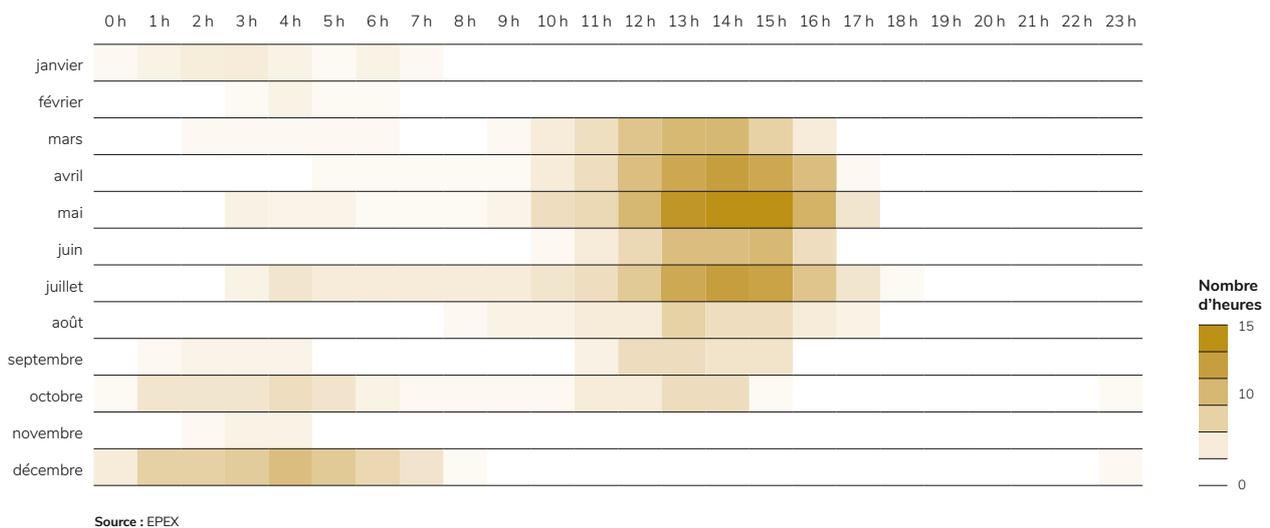


Figure 3.14 : Répartition horaire, par mois, des prix spot négatifs aux Pays-Bas sur la période 2002-2023

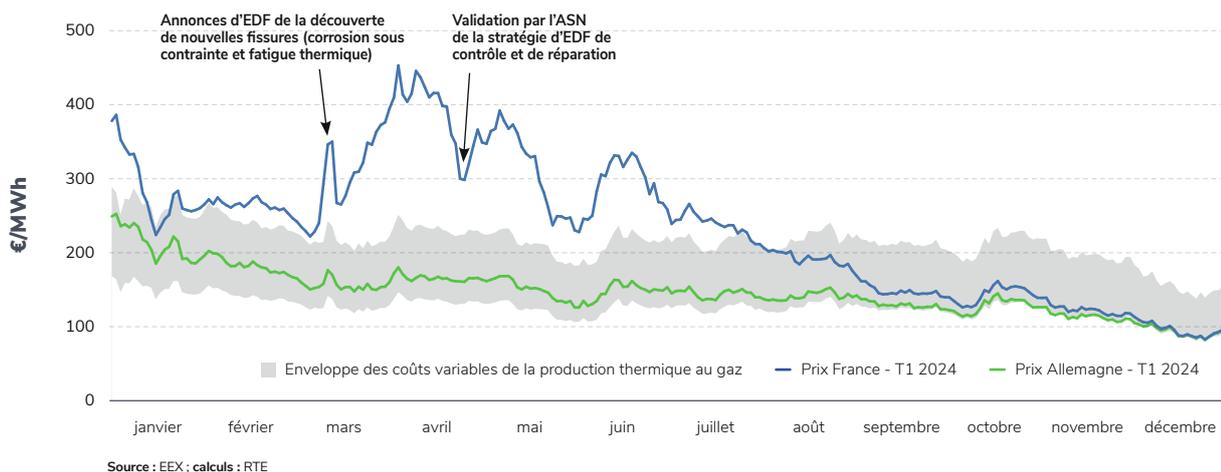


3.6 La prime de risque concernant les prix à terme s'est résorbée à partir de la fin de l'été

Le contexte moins tendu en ce qui concerne les approvisionnements en gaz et en électricité a également bénéficié aux prix à terme français. À partir de la mi-2021, ces derniers avaient atteint des niveaux inédits. Alors que le prix moyen des contrats négociés en année N pour une livraison d'électricité en année N+1 était resté relativement stable entre 2014 et 2020, autour de 40 €/MWh, celui-ci s'est établi à 122 €/MWh entre juin et décembre 2021 (pour livraison en 2022) et à 366 €/MWh en 2022 (pour livraison en 2023). En 2023, les prix à terme ont affiché une nette diminution par rapport aux niveaux exceptionnels de 2022, avec 162 €/MWh en moyenne pour une livraison en 2024, soit une baisse de 56 %, tout en restant très supérieurs aux niveaux historiques.

L'augmentation sans précédent des prix à terme sur le marché français n'avait pas été uniquement le résultat des tensions sur les marchés des combustibles et des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement en électricité : les prix intégraient, depuis le second trimestre 2022, une prime de risque décorrélée des fondamentaux économiques sous-tendant les marchés de l'électricité, comme le soulignait RTE dans ses différents rapports saisonniers⁸⁷. Elle traduisait une forte aversion au risque des acteurs et une couverture contre des scénarios de risque extrêmes qui n'apparaissaient toutefois que très peu probables. De plus, la faible liquidité du marché à terme de l'électricité en France a eu probablement tendance à aggraver la hausse des prix. En effet, d'une part, une large partie des volumes consommés en France ne transitent pas par le marché⁸⁸. D'autre part, les droits d'accès aux interconnexions et les produits de couverture associés n'offrent qu'une visibilité et une possibilité de couverture à long terme réduites pour les acteurs de marché.

Figure 3.15 : Évolution au cours de l'année 2023 des prix à terme pour livraison au premier trimestre 2024, en France et Allemagne, et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques au gaz



87. RTE, *Analyse du passage de l'hiver 2023-2024, 2023*

88. Voir le rapport de la CRE de décembre 2022 sur les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023, son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2022, ainsi que sa consultation publique du 12 octobre 2023 relative à l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros. La Cour des comptes relevait également que le dispositif ARENH, qui conduit à l'allocation de volumes d'électricité en dehors du marché de gros, ainsi que le caractère intégré de l'opérateur historique, qui utilise l'essentiel de sa production pour l'approvisionnement de ses propres clients finals, participent également d'une faible liquidité du marché de gros français (cf. rapport sur l'organisation des marchés de l'électricité, précité).

La prime de risque exceptionnelle caractérisant le marché français s'était progressivement résorbée fin 2022. Elle a été de nouveau visible entre le printemps et l'été 2023, après la détection de nouveaux défauts sur des soudures réparées au moment de la construction des réacteurs et identifiées en tant que parties sensibles vis-à-vis du phénomène de corrosion sous contrainte. À cette période, le prix français pour livraison au 1^{er} trimestre 2024 était plus élevé que la plage des coûts variables de production des groupes thermiques. La prime de risque s'est effacée progressivement à compter de la fin de l'été et tout au long de l'hiver 2023-2024.

Les prix des marchés à terme ont une forte importance dans la détermination des prix payés par

les consommateurs. Ils se reflètent d'une part sur les tarifs réglementés de vente, d'autre part ils affectent directement les consommateurs qui s'approvisionnent sur les marchés de gros, de manière différenciée selon leurs modalités d'approvisionnement et l'échéance de renouvellement de leur contrat. Ainsi, les consommateurs dont l'échéance de renégociation des contrats intervenait à l'automne 2022 ont été particulièrement touchés, dans la mesure où les prix proposés par les fournisseurs ont reflété directement la cotation des prix à terme d'alors. Néanmoins, l'augmentation des prix pour les consommateurs a été, en France, relativement contenue par rapport à d'autres pays européens.



POUR MIEUX COMPRENDRE

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

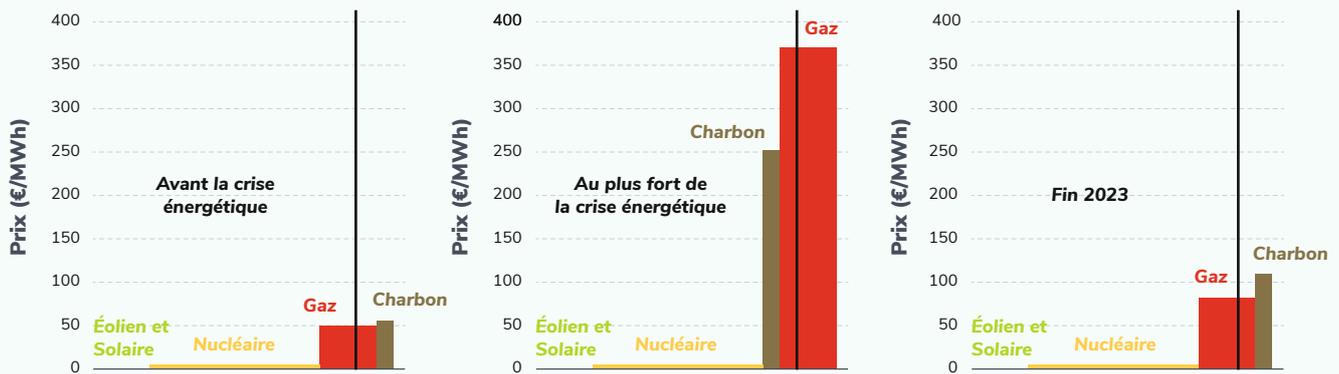
individuelle, mais le prix tend tout de même à se former autour du prix d'offre de l'unité marginale nécessaire pour satisfaire l'équilibre offre-demande. Ceci assure une allocation économiquement optimale de la production.

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



POUR MIEUX COMPRENDRE

Figure 3.16 : 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 fin 2023



généralement sur le coût variable des moyens de production correspondants corrélant ainsi l'évolution du prix de l'électricité avec celle des prix des combustibles comme le gaz et le charbon ainsi qu'avec le prix du CO₂. Ainsi, même si la part du thermique fossile dans la production d'électricité française est

faible, elle reste aujourd'hui déterminante 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.

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-dessus) ou quelques heures plus tard (marchés infrajournaliers), 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 MIEUX COMPRENDRE

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).

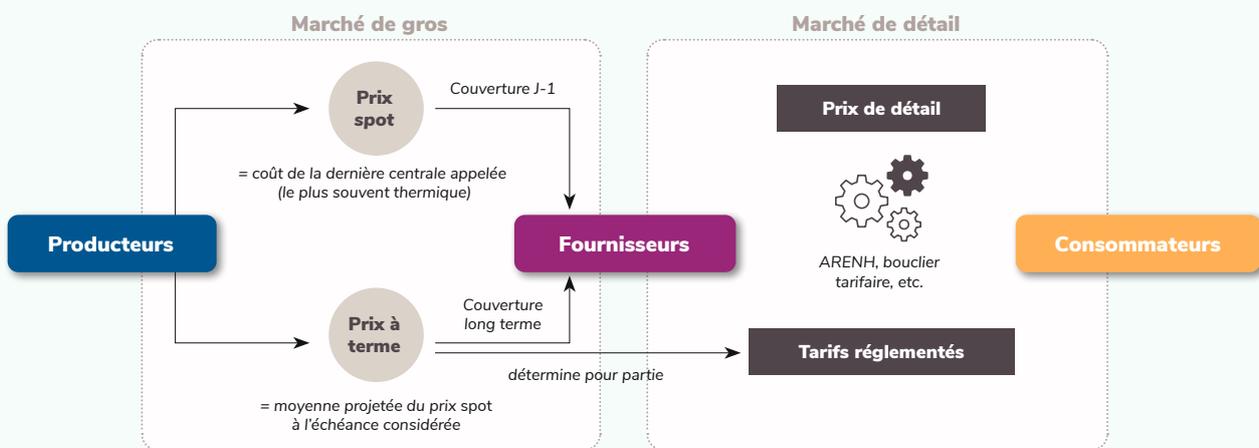
Les prix à terme (ou prix *forward*) reflètent ainsi un arbitrage entre la vente ou l'achat d'électricité à l'avance et l'attente du dernier moment pour se couvrir (au moment du marché journalier). Les prix à terme se situent, par conséquent, généralement autour de l'anticipation des prix spot moyens, 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 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, encore largement dominants pour les clients résidentiels et petits professionnels, 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 infrajournaliers), 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.

Figure 3.17 : Fonctionnement des marchés de gros et de détail de l'électricité



4. Le système électrique français a retrouvé son rôle habituel d'exportateur net

4.1 Les marchés de l'électricité ont assuré une utilisation optimale des ressources disponibles

Les systèmes électriques des différents pays européens sont aujourd'hui assez largement interconnectés. La plupart des pays d'Europe continentale font partie du « système électrique continental synchrone », qui partage à chaque instant la même fréquence électrique de 50 Hz⁸⁹.

Le développement des interconnexions représente de longue date une priorité de la politique énergétique de l'Union européenne. Mentionné dès 1955, cet objectif est considéré comme un moyen de réduire le coût de l'électricité. L'interconnexion des réseaux nationaux constitue en effet un prérequis à la mise en place du marché européen de l'électricité. En permettant de tirer parti des complémentarités des mix énergétiques nationaux, elle est 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 des moyens de production les moins onéreux, et la faculté d'intégrer des volumes plus importants d'énergies décarbonées.

Ainsi, les échanges entre pays européens permettent une mutualisation des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et de solliciter à chaque instant les capacités de production les moins coûteuses (et les moins carbonées) disponibles pour couvrir la consommation d'électricité en Europe. Cette mutualisation est particulièrement intéressante car elle permet de tirer

profit des profils de consommation dans les différents pays européens. Par exemple, les pointes de consommation 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 Italie, en soirée en hiver en France, dans la matinée en hiver dans les pays scandinaves). Dans une moindre mesure, cela permet 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 Europe⁹⁰. Celle-ci vise à mieux aligner les coûts de production et les factures payées par les consommateurs d'électricité, 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 consommateurs⁹¹ (voir chapitre Prix).

Enfin, le renforcement des capacités d'échange participe du projet politique de l'Union européenne. Le règlement européen « concernant la gouvernance de l'Union de l'énergie et l'action pour le climat »⁹² demande à chaque État membre, dans le

89. En mars 2022, ce système synchrone a été étendu en urgence à l'Ukraine et la Moldavie pour soutenir la stabilité du réseau électrique dans ces régions, grâce à l'accélération de procédures déjà en cours.

90. Conseil de l'Union européenne. *Communiqué de presse. Réforme de l'organisation du marché de l'électricité : le Conseil et le Parlement parviennent à un accord, 14 décembre 2023*

91. Les deux principaux instruments sont les contrats pour différence (CfD pour Contracts for Difference) et les Power Purchase Agreements (PPA). Le débat les plus difficiles ont notamment porté sur l'éligibilité des différentes filières de production aux contrats garantis par les États.

92. Règlement (UE) 2018/1999 du 11 décembre 2018.

cadre des plans nationaux énergie-climat, de prioriser ses investissements dans les interconnexions afin de viser des capacités à hauteur de 15 % de ses capacités de production en 2030, sous réserve d'une analyse coûts-avantages positive pour chaque investissement et sous certaines conditions, notamment d'intégration environnementale. Au titre du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie, l'Union européenne a introduit la notion de « projets d'intérêt commun » qui permet aux projets d'interconnexion qui en bénéficient de devenir éligibles, sous certaines conditions complémentaires, à des soutiens financiers européens dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (Connecting Europe Facility).

Le fonctionnement du système électrique à l'échelle européenne constitue aujourd'hui une réalité, qui se révèle essentielle lorsque que le système électrique français se trouve 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 entre pays, 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. Il ne serait pas optimal, du point de vue technique et 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 partie Consommation). Ainsi, en cas de tension sur l'équilibre offre-demande, même hors situation de crise, il est normal que le pays à se trouve en position importatrice. Toutefois, la production française (nucléaire, hydraulique et autres renouvelables) étant plus compétitive que celle de la plupart ses voisins, la France redevient exportatrice dès lors que l'équilibre entre l'offre et la demande n'est pas tendu, c'est-à-dire la grande majorité du temps. **L'interconnexion de la France aux autres pays européens lui permet ainsi d'une part d'assurer**

sa sécurité d'approvisionnement et d'autre part de trouver des débouchés économiques à sa production bas carbone et contribuer à la décarbonation du mix européen.

Ainsi, pendant l'année 2022 les flux s'étaient bien orientés conformément aux besoins physiques du système électrique : alors que le solde des échanges français est habituellement exportateur net, il était devenu importateur en 2022 au moment où la production nationale chutait du fait de l'indisponibilité de nombreux réacteurs nucléaires et d'une production hydroélectrique réduite. L'augmentation des prix de marché et l'inversion des échanges électriques de la France constituent deux phénomènes jumeaux résultant d'un même besoin physique, celui de solliciter des moyens de production plus onéreux situés dans les pays voisins, essentiellement en lieu et place des réacteurs nucléaires français rendus indisponibles par les contrôles et les réparations liés au phénomène de corrosion sous contrainte à compter de décembre 2021. C'était en particulier le cas à l'été 2022, où la tension sur le système électrique français avait atteint son sommet.

L'amélioration des fondamentaux de l'équilibre offre-demande en France a mené à un retournement de situation en 2023, avec une baisse marquée des prix (voir le chapitre Prix) et un solde des échanges redevenu largement exportateur (voir plus loin), montrant le caractère temporaire de ce recours massif à la production étrangère. Cette évolution des échanges, synchronisée avec l'évolution des besoins physiques du système, montre que l'Europe dispose aujourd'hui, avec le marché interconnecté, d'un système d'allocation de court terme extrêmement efficace et réactif, qui n'a pas fait défaut durant la période de crise, dont les règles n'ont été remises en cause par aucun pays, et qui fonctionne de sorte à atteindre l'objectif de maintien de la sécurité d'approvisionnement. Les légitimes interrogations que soulève ce marché pour ce qui concerne sa faculté à permettre une politique d'électrification massive ne doivent pas masquer ce résultat essentiel de vingt années d'intégration technique des systèmes électriques à l'échelle européenne.

4.2 Le solde a atteint 50,1 TWh dans le sens des exportations

Du point de vue des échanges, l'année 2022 avait été marquante pour la France : pour la première fois depuis 1980, le pays avait importé plus d'électricité qu'il n'en avait exporté ; le solde avait atteint 16,5 TWh dans le sens des importations. **En 2023, un retournement de la position nette de la France vis-à-vis de autres pays européens s'est produit : le solde annuel est redevenu exportateur, atteignant 50,1 TWh dans le sens des exportations.** Cette valeur, plus conforme à la moyenne de long-terme sur les années précédentes (environ 55 TWh/an d'exportations nettes en moyenne sur la période 1990-2022), reflète la nette amélioration de la disponibilité des capacités de production du système électrique français (voir chapitre *Production*). De plus, **le solde mensuel a été exportateur tout au long de l'année.**

Le retournement du solde net de la France entre 2022 et 2023, d'ampleur très importante (+67 TWh d'écart entre le solde de 2022 et celui de 2023), et finalement assez rapide, témoigne de la robustesse du système électrique face à la crise qu'il a connue en 2022. **Le fait que la France ait dû importer plus d'électricité qu'elle n'en a exporté**

se révèle plus conjoncturel que structurel, et il était étroitement lié aux difficultés qu'a connues le parc de production français en 2022, notamment nucléaire et dans une certaine mesure hydraulique. Cela a démontré l'utilité d'un haut niveau d'interconnexion pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, ainsi que le bon fonctionnement et la flexibilité du système européen d'échange d'électricité (voir plus haut).

Si le solde mensuel a été exportateur tout au long de l'année, son ampleur a évolué au fil des mois. Au premier trimestre, le solde a été positif mais proche de l'équilibre, la France important encore des volumes élevés sur certaines frontières (Espagne et Core) et exportant sur d'autres (Italie, Suisse et Royaume-Uni, voir *l'Analyse par frontière*). À partir du mois d'avril, avec la baisse de consommation habituelle en France en sortie de l'hiver et une disponibilité nucléaire encore élevée (voir les chapitres *Production* et *Consommation*), le solde est devenu fortement exportateur, et les importations faibles en volume (environ 1 TWh par mois en moyenne). Au mois de décembre, la production éolienne abondante, les températures supérieures aux normales de saison et la disponibilité accrue du parc nucléaire par rapport à la même période en 2022, ont conduit à un solde exportateur de près

Figure 4.1 : Échanges physiques d'électricité entre la France et les pays voisins entre 1953 et 2023

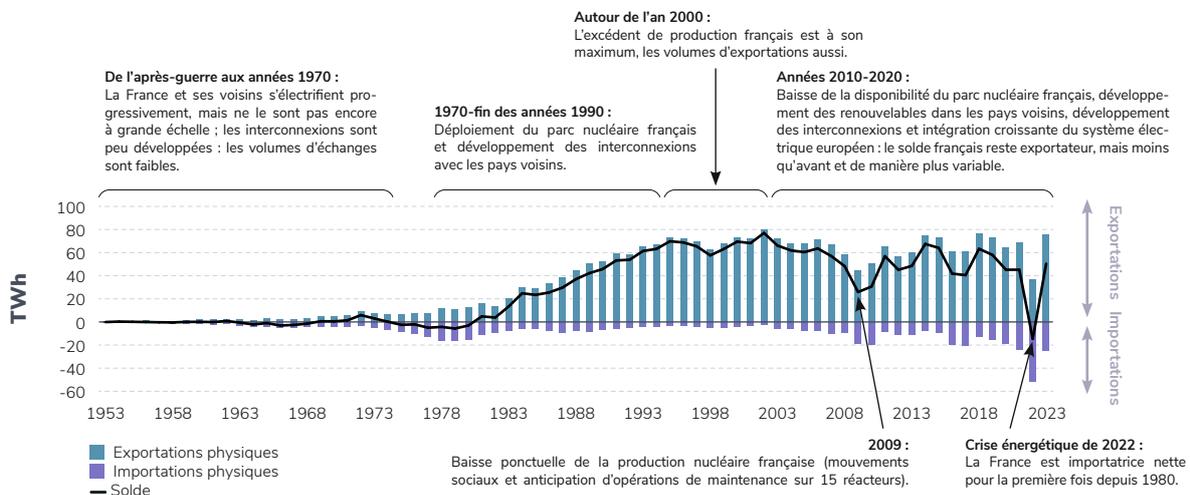
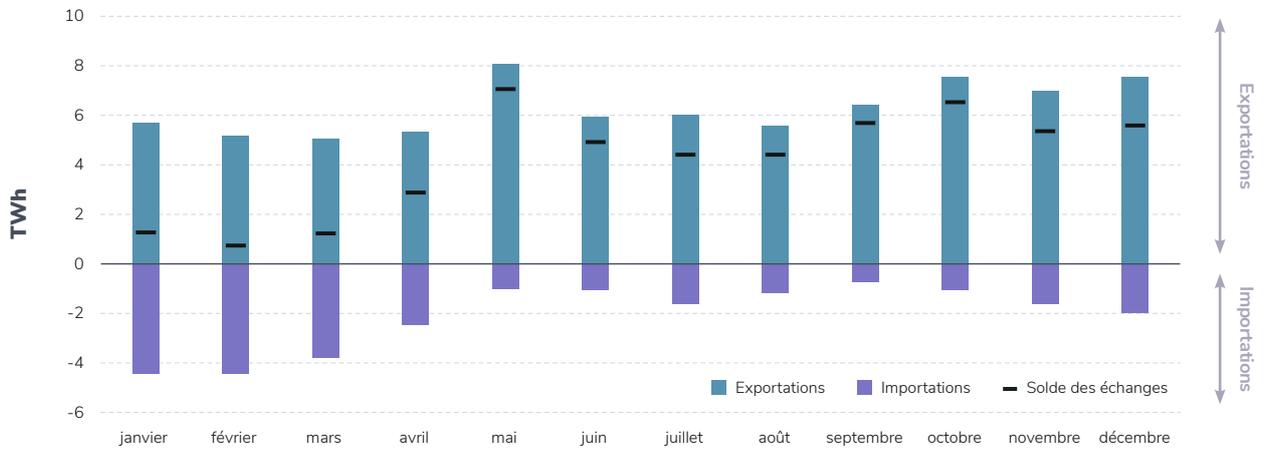


Figure 4.2 : Échanges commerciaux mensuels d'électricité entre la France et les pays voisins en 2023



de 6 TWh, qui se situe parmi les soldes les plus élevés pour un mois de décembre depuis 2005.

En 2022, le solde inhabituellement importateur s'était essentiellement constitué lors de l'été, lorsque la disponibilité du parc nucléaire avait atteint un minimum historique et que les faibles précipitations avaient affecté la production hydraulique. En 2023,

la répartition de la construction du solde, exportateur cette fois, entre la saison hivernale (octobre-mars) et le reste de l'année est plus équilibrée. Sur le dernier trimestre de 2023, particulièrement, le solde a été parmi les plus élevés observés à cette période depuis 2005 (17 TWh d'exportations nettes, soit un tiers du solde net sur l'année complète).

Figure 4.3 : Solde des échanges commerciaux d'électricité de la France avec les pays voisins selon la saison



4.3 L'analyse historique des échanges à la maille horaire, en plus des mailles annuelle et mensuelle, permet de brosser un portrait complet du fonctionnement du système électrique français et européen

Lorsqu'on analyse les échanges entre la France et les autres pays en Europe, il est possible d'identifier des grandes tendances qui relèvent de caractéristiques structurelles, auxquelles s'ajoutent les effets conjoncturels et les aléas ponctuels. Ces différents niveaux d'analyse sont complémentaires.

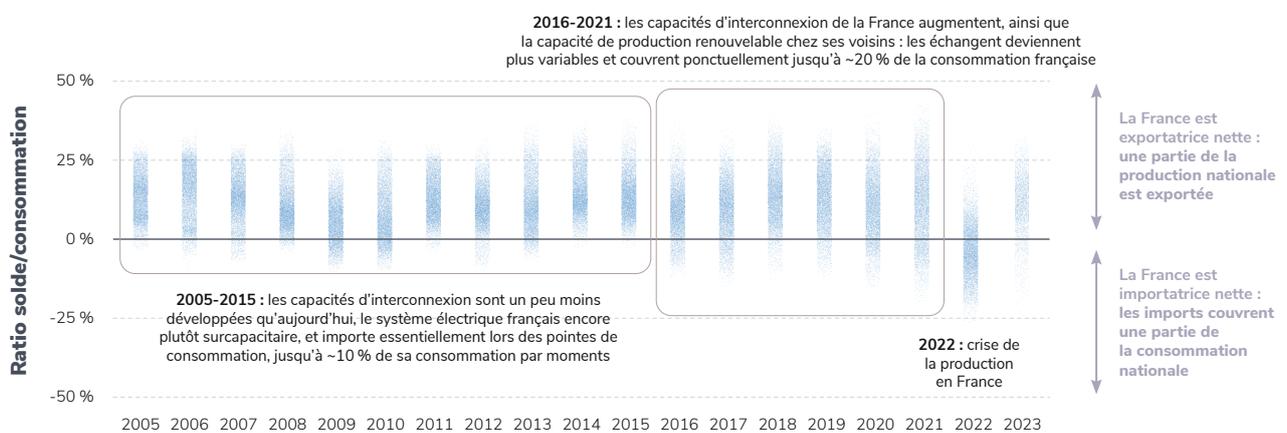
Les volumes annuels et leur évolution sur un historique long permettent de rendre compte des tendances structurelles. Avec le développement du parc nucléaire à partir des années 1980, la France s'est trouvée en condition de produire sur l'année beaucoup plus d'électricité que ce qui était nécessaire pour la consommation intérieure, et donc d'exporter cet excédent vers ses voisins. En 2002, le solde atteignait un maximum absolu de 77 TWh d'exportations nettes. Cet excédent s'est ensuite légèrement érodé à partir de la première moitié des années 2000, en raison notamment de la baisse tendancielle de la disponibilité du parc nucléaire et de la fermeture des moyens thermiques les plus polluants pour satisfaire aux

objectifs environnementaux de décarbonation du système électrique (voir les chapitres *Production* et *Émissions*), mais aussi de la montée en puissance des énergies renouvelables chez nos voisins, particulièrement en Allemagne et (plus récemment) en Espagne. La baisse du solde exportateur français dans les années 2010 par rapport aux sommets atteints dans les années 2000 résulte donc d'une légère diminution structurelle de l'avantage relatif de la production d'électricité française par rapport à ses voisins, mais celle-ci doit au moins autant à la transformation du mix de production des autres pays qu'à une perte de compétitivité du sien.

Les volumes agrégés mensuels montrent les tendances conjoncturelles qui peuvent être observées à l'échelle de quelques mois. C'est à ce niveau de granularité que l'on peut par exemple observer le creusement du solde importateur de la France à l'été 2022, lorsque la disponibilité nucléaire était au plus bas, ainsi que le retour progressif à une position exportatrice nette à mesure que les efforts de remise en service des réacteurs se concrétisaient.

Enfin, la distribution horaire des positions de la France permet de mettre en évidence le caractère ponctuel de certaines situations, notamment les positions massivement importatrices et exportatrices, qui ne concernent que quelques heures

Figure 4.4 : Distribution du ratio entre le solde des échanges et la consommation non corrigée en France pour l'année 2023 et pour plusieurs années récentes (un point = une heure sur l'année)



Lecture : avec la convention commune à tous les graphiques (solde positif = la France exporte, solde négatif = la France importe), la grandeur représentée, pour une heure donnée, s'écrit : $\text{Ratio} = \frac{\text{Solde net France}}{\text{Consommation}}$. Ainsi, un ratio négatif signifie que la France importe, et s'apparente à un taux de couverture de la consommation par les importations.

dans l'année. Sur le graphique, cela correspond aux quelques points extrêmes des distributions annuelles. Les situations de fortes importations, bien que relativement peu fréquentes dans l'année, font cependant partie du fonctionnement normal du système électrique, en particulier pendant les périodes de forte consommation en hiver, en lien notamment avec le fait que la consommation des pays voisins ne présente pas le même niveau de thermosensibilité que la consommation de la France.

Alors que les taux de couverture de la consommation française par les importations avaient été inhabituellement élevés pendant une grande partie du temps en 2022 du fait de la crise de la production en France, leur distribution sur l'année 2023 a été plus similaire à celle de la période 2016-2021. On observe également un "élargissement" des distributions de ces taux de couverture avec le temps,

particulièrement dans la deuxième moitié des années 2010. Ce phénomène est lié à deux évolutions structurelles du système électrique :

- d'une part, le développement massif des énergies renouvelables en France et surtout dans les pays voisins, qui a pour effet de rendre les échanges plus "dynamiques", c'est à dire plus variables, ainsi que d'augmenter le nombre de pas de temps où il est économiquement intéressant d'importer depuis chez nos voisins. Il s'agit d'un effet attendu et normal : les échanges permettent de tirer parti des complémentarités entre les profils de production, notamment renouvelable, et de consommation des différents pays interconnectés ;
- d'autre part, le développement des capacités d'interconnexion, essentiel pour accompagner la pénétration croissante des énergies renouvelables dans les mix électriques à l'échelle européenne.

4.4 Les échanges commerciaux avec les pays voisins : analyse par frontière

Du point de vue des échanges, on peut ranger les frontières entre la France et ses voisins en deux catégories, en fonction du solde bilatéral entre la France et chacun de ces pays sur l'année 2023 :

- les frontières sur lesquelles la France a été largement exportatrice : il s'agit des frontières avec la Grande-Bretagne, la Suisse et l'Italie ;
- les frontières sur lesquelles le bilan est proche de l'équilibre : Espagne (depuis laquelle la France est légèrement importatrice) et région Core (Allemagne/Belgique, vers laquelle la France est légèrement exportatrice)⁹³.

Figure 4.5 - Échanges commerciaux d'électricité entre la France et les pays voisins en 2023

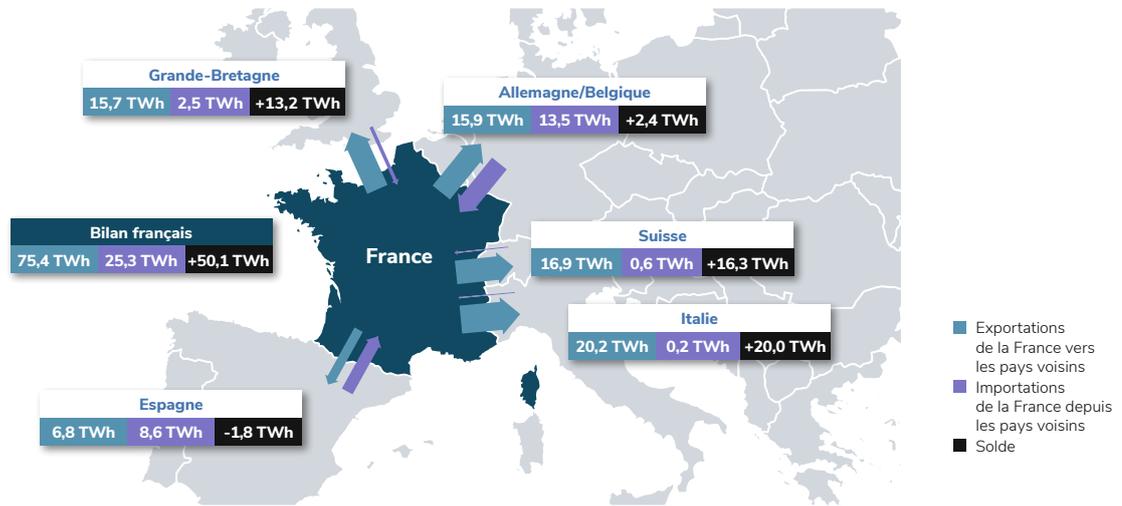
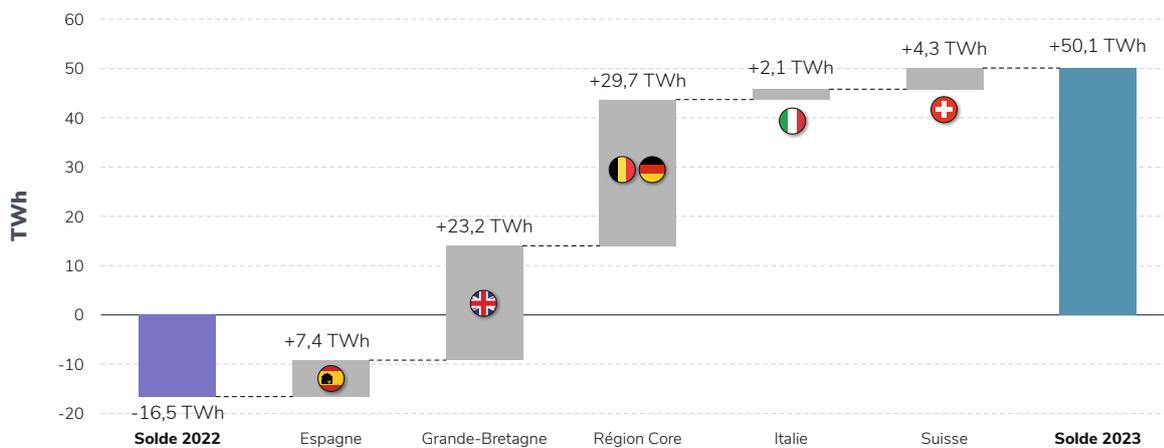


Figure 4.6 : Contribution des différentes frontières à l'évolution du solde des échanges d'électricité français entre 2022 et 2023



93. Sur cette frontière, les échanges sont organisés à l'échelle d'un ensemble de pays, dit « région Core ». Pour la France, cette organisation signifie qu'il n'est pas pertinent d'isoler les échanges avec chacun de ses deux voisins de la région Core, la Belgique et l'Allemagne : on parle alors d'échanges avec la région Core sans distinction.

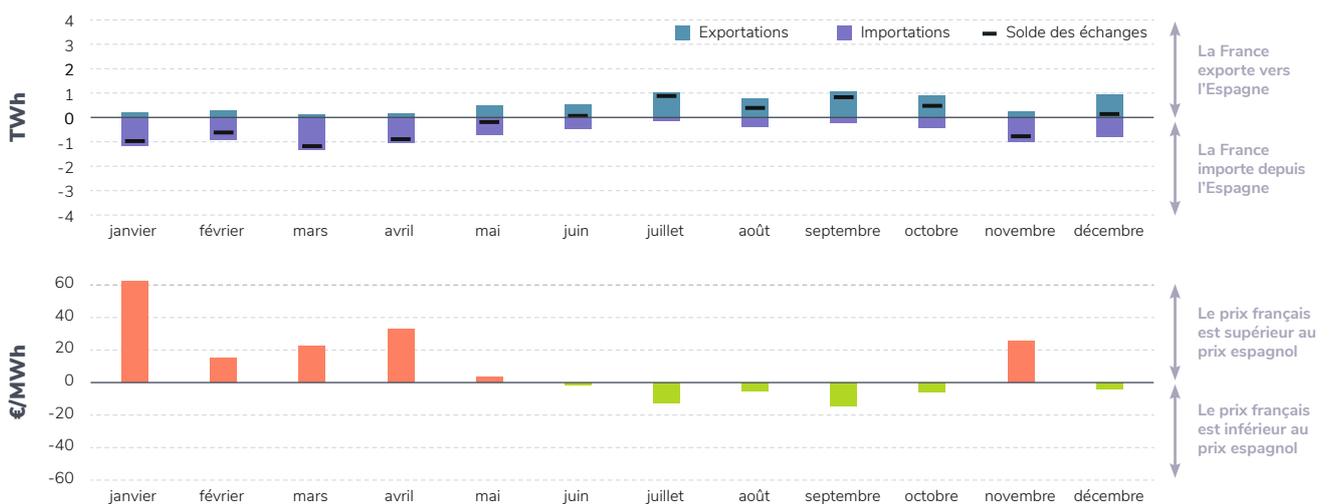
Les échanges sur les différentes frontières ont contribué de manière contrastée à la reconstitution du solde en 2023, fortement exportateur (de 50,1 TWh), par rapport au solde importateur (de 16,5 TWh) de 2022. L'écart de solde entre 2022 et 2023, de 66,6 TWh, s'est construit à 80 % grâce aux échanges sur deux frontières : celle avec la Grande-Bretagne (+23 TWh par rapport à 2022) et celle avec la région Core (+30 TWh par rapport à 2022). Sur la frontière espagnole, la situation contrastée au cours de l'année 2023 (voir ci-dessous Espagne) a conduit à un écart moindre, de +7,4 TWh entre le solde de 2022 et celui de 2023. Le solde sur les frontières avec l'Italie et la Suisse n'a en revanche pas varié de manière significative en 2023 – étant resté largement exportateur comme en 2022 : ces frontières ont donc moins contribué à l'inversion du solde entre 2022 et 2023.

4.4.1 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 françaises, mais reste globalement exportatrice nette en volume.

En 2022, cependant, les échanges avaient été très majoritairement orientés de l'Espagne vers la France, en conséquence de deux facteurs majeurs : la crise sur la production en France, et l'introduction par l'Espagne, en juin 2022, du mécanisme de plafonnement des prix du gaz destiné à la production d'électricité^{94,95}, parfois appelé « ibérique ».

Figure 4.7 : Volumes mensuels des échanges commerciaux d'électricité entre la France et l'Espagne (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et espagnol (en bas) en 2023



94. RTE, Bilan électrique 2022, chapitre Échanges

95. Ce mécanisme, appliqué à partir de mi-juin 2022 en Espagne et au Portugal, consiste en un plafonnement du prix du gaz naturel utilisé pour la production d'électricité. La différence avec le prix réel du gaz est couverte par une subvention publique, donc par le budget de l'État. Comme le moyen marginal de production d'électricité en Espagne est le plus souvent une centrale au gaz, cela a eu pour effet concret de limiter également les prix de l'électricité au moment où les prix du gaz étaient le plus élevés.

En 2023, trois grandes phases ont pu être observées s'agissant des échanges à la frontière espagnole. De janvier à mai, la France est restée largement importatrice depuis l'Espagne, dans la continuité de la deuxième moitié de l'année 2022. À partir de l'été, en revanche, la situation s'est inversée : la baisse de consommation en France, la hausse de consommation en Espagne et le maintien d'une bonne disponibilité du parc nucléaire français ont contribué à ce que le solde des échanges sur cette frontière redevienne exportateur net vers l'Espagne dès le mois de juin. Enfin, à l'approche de l'hiver, l'augmentation de la consommation en France combinée à une production éolienne très élevée en Espagne (près de 14 GW de moyenne sur le mois de novembre 2023) a mené de nouveau à une inversion des échanges : la France a été importatrice nette depuis l'Espagne en novembre. En décembre, le solde s'est situé proche de l'équilibre. De même, en regardant le total

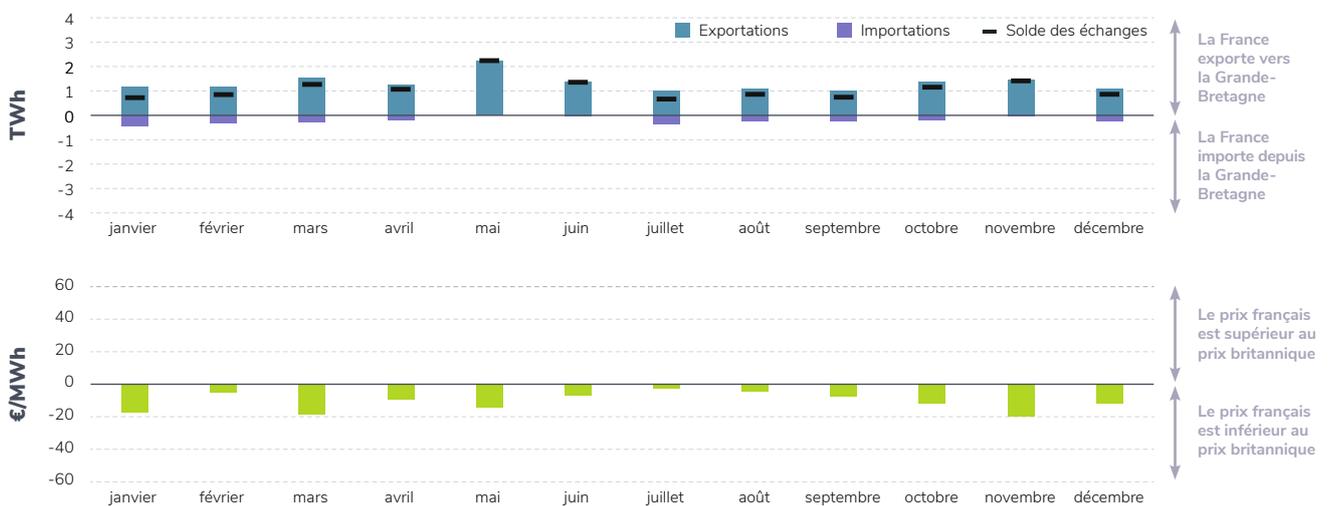
sur l'année, le solde des échanges avec l'Espagne a été proche de l'équilibre, atteignant 1,8 TWh dans le sens des importations.

Il est à noter que **le mécanisme ibérique n'a plus d'effet en pratique depuis février 2023**, les prix du gaz étant redescendus en dessous du plafond fixé par les autorités (voir le chapitre Prix). Ce plafonnement n'a donc joué aucun rôle dans la détermination des échanges entre la France et l'Espagne sur l'année 2023.

4.4.2 Grande-Bretagne

Depuis la mise en service, en 1986, du tout premier lien électrique entre la Grande-Bretagne⁹⁶ et le système électrique européen continental⁹⁷, la France exporte des volumes importants vers la Grande-Bretagne une grande majorité de l'année. En hiver, lorsque la consommation est élevée en France, il est

Figure 4.8 : Volumes mensuels des échanges commerciaux d'électricité entre la France et la Grande-Bretagne (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et britannique (en bas) en 2023



96. 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) 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 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.

97. 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.

cependant fréquent que les échanges s'inversent et que la France importe depuis la Grande-Bretagne.

En 2023, conformément à l'historique, les échanges de la France avec la Grande-Bretagne ont été très majoritairement orientés à l'export.

Au cours des dix dernières années, les marges du système électrique britannique se sont réduites, en raison notamment de la fermeture d'un nombre important de centrales au charbon dans le cadre de la transition énergétique⁹⁸ ; entre 2012 et 2023, le parc au charbon est passé de 23 GW à 2 GW (voir le chapitre *Europe*). Cet état de fait, combiné à son caractère insulaire et au fait que la France est de loin le pays avec lequel il est le plus interconnecté, ont conduit la France à être assez largement exportatrice tout au long de l'année 2023 sur la frontière franco-britannique. Le solde annuel vis-à-vis de la Grande-Bretagne s'est élevé à 13 TWh en export.

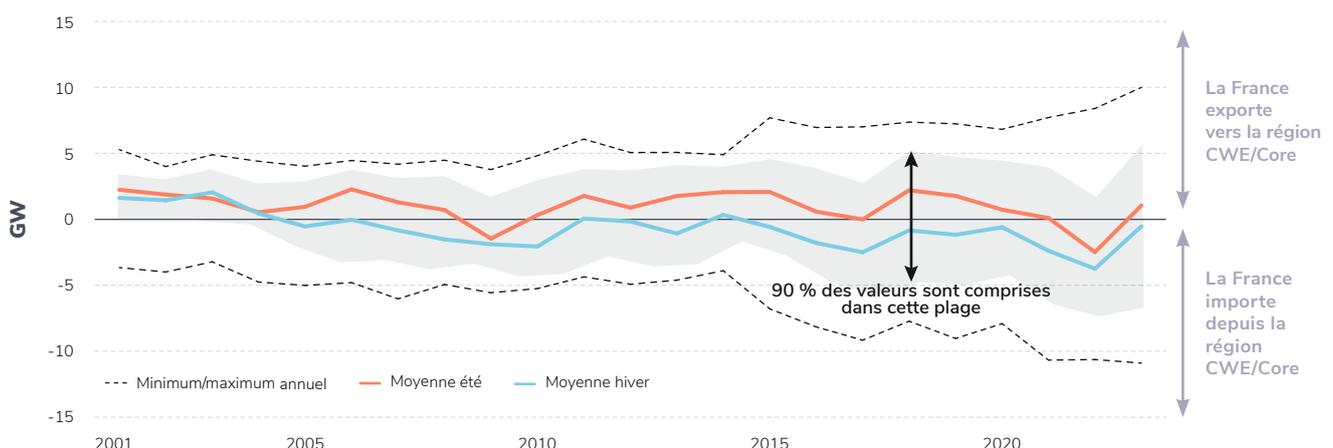
Dans le cadre de sa transition énergétique, le Royaume-Uni poursuit depuis les années 2000 une stratégie d'interconnexion massive avec le continent, dans le but de renforcer sa sécurité

d'approvisionnement et de faciliter l'intégration de la production éolienne onshore et offshore, qui se développe très rapidement (voir chapitre *Europe*). Des interconnexions ont été mises en service avec les Pays-Bas (2011), la Belgique (2019), la Norvège (2021) et, dernière en date, avec le Danemark (2023), portant la capacité physique d'échange entre la Grande-Bretagne et le continent à près de 9 GW, contre seulement 2 GW en 2010.

4.4.3 Région Core (Allemagne et Belgique)

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 équilibre offre-demande et des coûts de production de part et d'autre de la frontière, ils sont susceptibles de changer de sens rapidement et dans des proportions très importantes ; à titre d'exemple, la variation maximale des échanges constatée sur un intervalle de 3 heures est de 12,5 GW⁹⁹. Cette tendance s'est encore accentuée depuis 2015, dans le cadre de l'intégration et de la fluidification croissante des échanges dans la zone Central Western Europe d'abord, puis Core à partir de juin

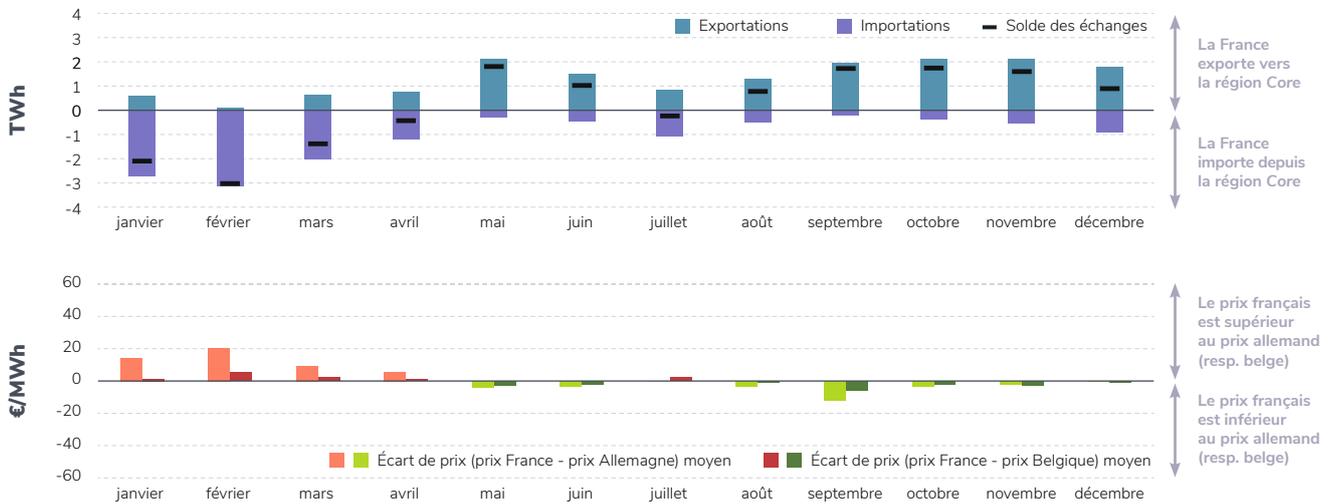
Figure 4.9 : Évolution de la distribution annuelle des échanges d'électricité entre la France et l'Allemagne et la Belgique sur la période 2001-2023



⁹⁸. Le Royaume-Uni est l'un des pays en Europe dont la baisse des émissions de gaz à effet de serre liées au système électrique a été la plus rapide ces dernières années (voir les chapitres *Émissions* et *Europe*).

⁹⁹. 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.

Figure 4.10 : Volumes mensuels des échanges commerciaux d'électricité entre la France et les pays membres de la région Core (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et de ces pays (en bas) en 2023



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.

Les premiers mois de 2023 ont été conformes à l'historique des hivers récents : la France a été fortement importatrice depuis l'Allemagne et la Belgique. Au printemps, les échanges sur cette frontière se sont progressivement équilibrés, la France redevenant exportatrice nette dès le mois de mai 2023. Durant l'été, les échanges ont été globalement exportateurs, sauf au mois de juillet où ils ont été proches de l'équilibre. Sur le reste de l'année, la France a conservé une position assez largement exportatrice, y compris en décembre, en raison, du côté français, d'une bonne disponibilité nucléaire, d'une production éolienne très importante et de températures élevées pour la saison maintenant la consommation à des niveaux modérés.

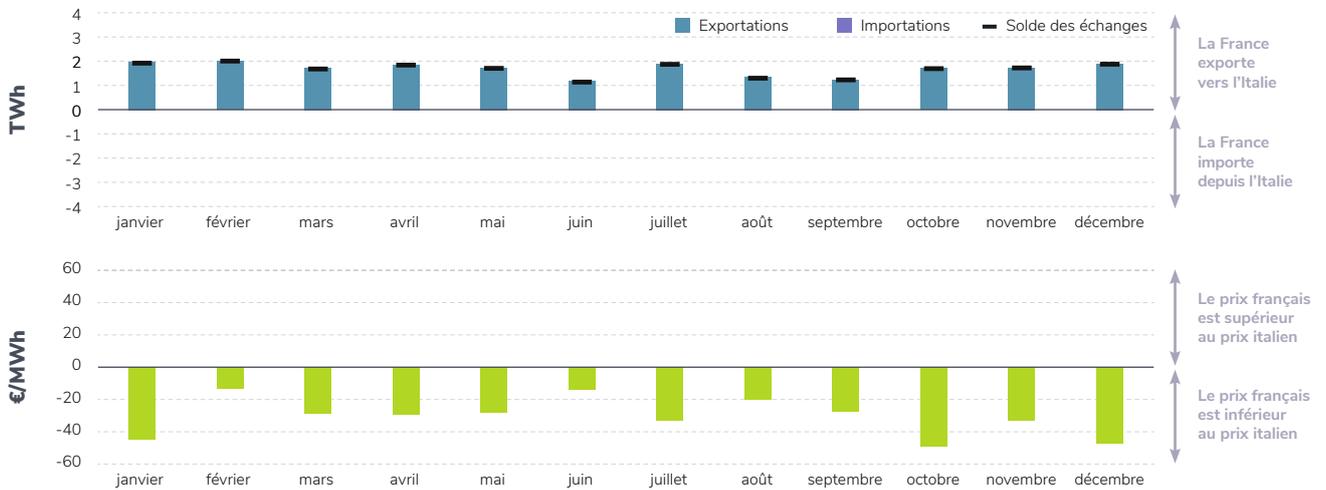
4.4.4 Italie

En 2022, la frontière italienne avait été la seule sur laquelle le solde, habituellement très exportateur, n'avait pas été affecté outre mesure par la crise du productible en France. En effet, le système électrique italien est depuis longtemps sous-capacitaire par rapport aux besoins, en particulier à l'été où la consommation est la plus élevée, utilisant les importations pour boucler son mix. De plus, malgré un fort développement des capacités de production renouvelable, le parc de production italien est encore en grande partie constitué de centrales au gaz. Depuis la fin des années 1980, les importations représentent entre 10 et 15 % de la consommation annuelle d'électricité italienne¹⁰⁰. **En 2023, les échanges entre la France et l'Italie sont restés conformes à la tendance historique : ils ont été presque intégralement orientés à l'export, avec un différentiel de prix favorable à la France.**

Cette situation structurelle n'empêche pas la France d'importer ponctuellement depuis l'Italie sur certains pas de temps tendus. En cela, l'analyse des échanges entre la France et l'Italie souligne le fait que les soldes totaux annuels et mensuels cachent une variété de situations ponctuelles différentes.

100. Terna, Dati Storici, 2022

Figure 4.11 - Volumes mensuels des échanges commerciaux d'électricité entre la France et l'Italie (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et italien (en bas) en 2023



À noter enfin sur cette frontière : la mise en service complète, à partir du mois d'août, de la nouvelle interconnexion à courant continu **Savoie-Piémont** (voir Interconnexions plus loin).

4.4.5 Suisse

En 2023, **sur la frontière suisse, les échanges ont été majoritairement orientés à l'export en volume**, suivant en cela la tendance historique.

Les prix spot ont été en moyenne plus faibles en France, la plupart du temps.

Les analyses par pays ci-dessus ne concernent que les échanges entre la France et ses voisins directs. En réalité, le réseau européen est maillé, et un pays peut, à un instant donné, être en situation d'importation sur une frontière et d'exportation sur une autre. Il est alors possible de considérer que,

Figure 4.12 - Volumes mensuels des échanges commerciaux d'électricité entre la France et la Suisse (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et suisse (en bas) en 2023



de manière très simplifiée, une partie des imports « traverse » le pays en question et est simultanément « réexportée »¹⁰¹ vers le troisième. C'est particulièrement le cas de la Suisse. En effet, le parc de production suisse est en général suffisant pour couvrir largement sa consommation, et, du fait de sa position géographique, il arrive fréquemment que la Suisse importe sur une ou plusieurs frontières, notamment avec la France, et exporte en même temps sur d'autres frontières, en particulier vers l'Italie. Sur ce point, voir la section *Analyse des échanges au périmètre élargi*.

4.4.6 Synchronisation entre les échanges aux différentes frontières françaises

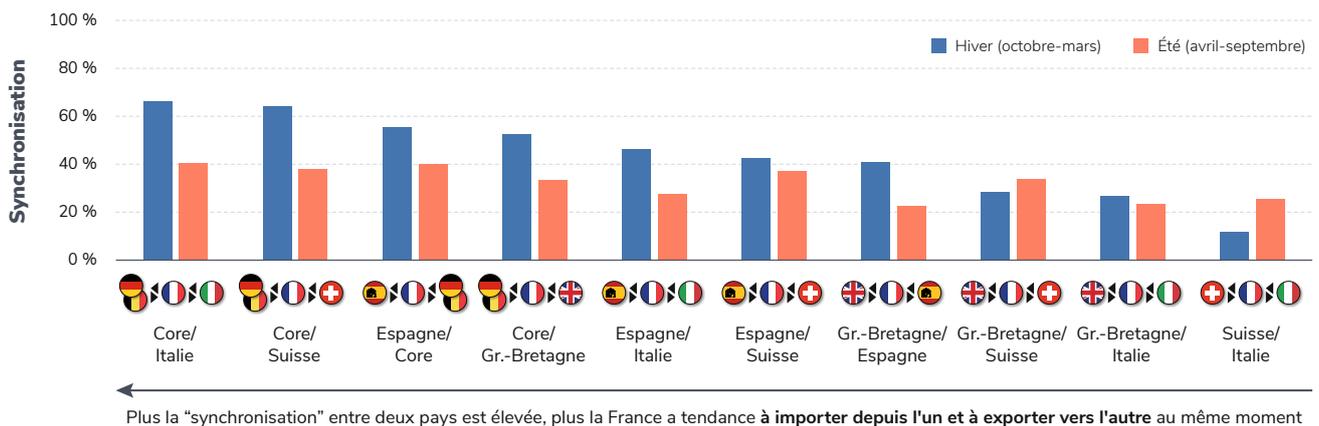
Il est intéressant d'analyser de manière croisée les échanges sur les différentes frontières, pour voir à quel point ils ont tendance à être « synchronisés » ; particulièrement l'« anti-synchronisation », c'est-à-dire le fait, pour deux pays, de présenter des flux vis-à-vis de la France orientés dans des sens contraires, suggère qu'une partie de ces flux « traverse » le réseau Français pour aller d'un pays voisin à l'autre. Cette situation signale une certaine

complémentarité entre les mix de production de nos voisins. Pour une paire de pays donnée, la mesure de la proportion du temps sur laquelle les échanges entre la France et chacun de ces pays s'établissent dans des sens contraires permet de renseigner sur le degré de synchronisation¹⁰².

Le premier constat est que la part de temps où les échanges sont synchronisés a été plus élevée en hiver qu'en été pour pratiquement tous les couples de pays voisins. En hiver, plus de 60 % du temps, les échanges entre la France et la région Core d'une part, et la France et l'Italie et la Suisse d'autre part, se sont établis dans des sens opposés (c'est-à-dire qu'il est possible de considérer que de l'électricité circulait entre ces deux pays).

Les régimes de flux traversants nord-sud, particulièrement entre l'Allemagne et l'Espagne, sont emblématiques de la complémentarité entre un mix dominé par l'éolien d'une part, et un mix avec une forte part de solaire d'autre part¹⁰³. En 2023, de tels régimes se sont établis environ la moitié du temps, de manière plus marquée en hiver qu'en été.

Figure 4.13 - Synchronisation entre les échanges d'électricité aux différentes frontières françaises sur l'année 2023



Lecture : sur l'année 2023, entre janvier et mars, et entre octobre et décembre, 60 % du temps, la France importait depuis la région Core et exportait simultanément vers l'Italie, ou exportait vers la région Core et importait simultanément depuis l'Italie

101. Il s'agit bien d'une hypothèse, qui ne reflète en revanche pas la réalité strictement physique des échanges d'électricité, qui sont impossibles à suivre dans le détail. Cette approche prenant en compte un périmètre élargi est détaillée dans la partie *Analyse des échanges au périmètre élargi*.
 102. Cette mesure ne fournit pas d'informations sur les volumes concernés par ces régimes de flux traversants, ni sur leur sens, et n'offre donc qu'une vision partielle de la complémentarité entre les mix.
 103. RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035 – chapitre 5 : l'Europe, 2024

4.5 Analyse des échanges français à la maille européenne élargie

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, prenant en compte un périmètre européen élargi à 15 pays¹⁰⁴, sont présentés ici. Il ne s'agit pas de

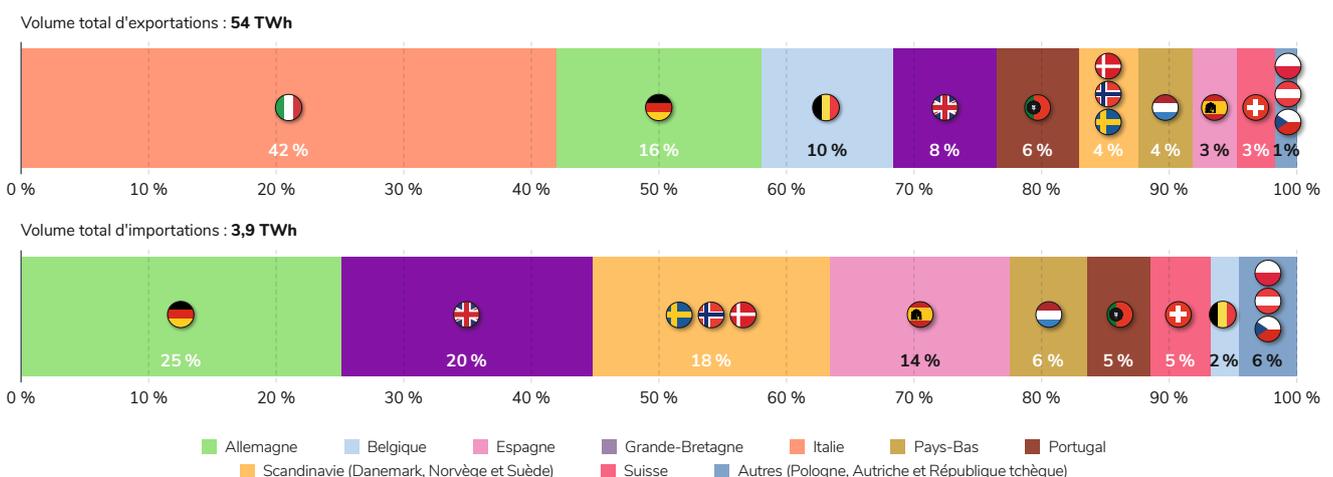
données mesurées mais bien des résultats d'une modélisation¹⁰⁵, qui peuvent cependant fournir des compléments d'information utiles pour la compréhension du fonctionnement du système électrique européen.

4.5.1 Vision d'ensemble et historique récent

Lorsqu'on regarde les échanges au périmètre élargi, on constate, bien que les volumes échangés avec les voisins directs restent prépondérants, qu'il est possible de retracer des flux non négligeables en provenance ou en direction de pays plus éloignés, notamment les pays nordiques (Suède, Norvège et dans une moindre mesure Danemark), les Pays-Bas et le Portugal (voir Figures 4.14 à 4.18).

Au périmètre élargi, les exportations françaises apparaissent comme étant massivement à destination de l'Italie (près d'un tiers des volumes exportés en 2023), alors que dans l'approche frontière par frontière elles étaient environ du même ordre de grandeur vers Italie et Suisse. Ceci confirme l'intuition qu'une part importante des exportations

Figure 4.14 - Exportations (en haut) et importations (en bas) françaises d'électricité au périmètre élargi en 2023



104. 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.

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

Figure 4.15 - Cartographie des exportations et des importations françaises d'électricité au périmètre élargi en 2023

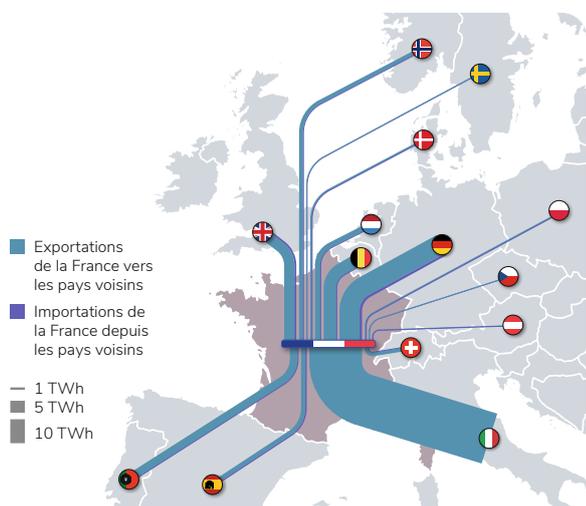
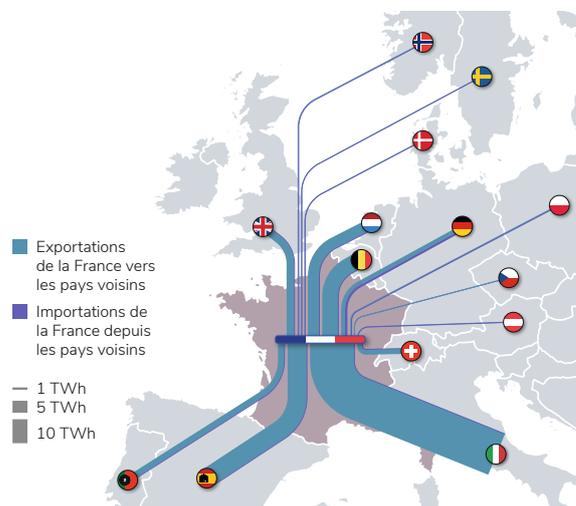


Figure 4.16 - Cartographie des exportations et des importations françaises d'électricité au périmètre élargi en moyenne annuelle sur la période 2017-2019



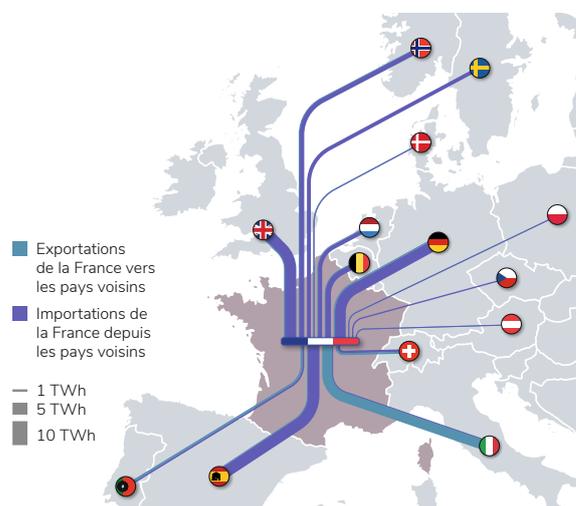
françaises vers la Suisse est réexportée vers l'Italie (voir Focus : la Suisse, pays de transit pour l'électricité). Le Portugal apparaît également devant l'Espagne, ce qui évoque pour cette dernière, comme pour la Suisse, une condition au moins partielle de pays de transit, due naturellement à sa position géographique.

Les échanges au périmètre élargi, sur l'année 2023, ont été relativement en ligne avec les échanges annuels moyens observés pré-crise, sur la période 2017-2019¹⁰⁶. Il existe néanmoins quelques différences notables entre les deux périodes, par exemple :

- la diminution des volumes exportés vers l'Espagne ;
- l'augmentation des volumes exportés vers l'Allemagne.

On observe enfin nettement la situation exceptionnelle de l'année 2022, au cours de laquelle la plupart des pays ont contribué aux volumes importés par la France, notamment l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas, l'Espagne, la Grande-Bretagne ainsi que, de manière non négligeable, la Suède et la Norvège. Du fait de l'analyse au périmètre élargi,

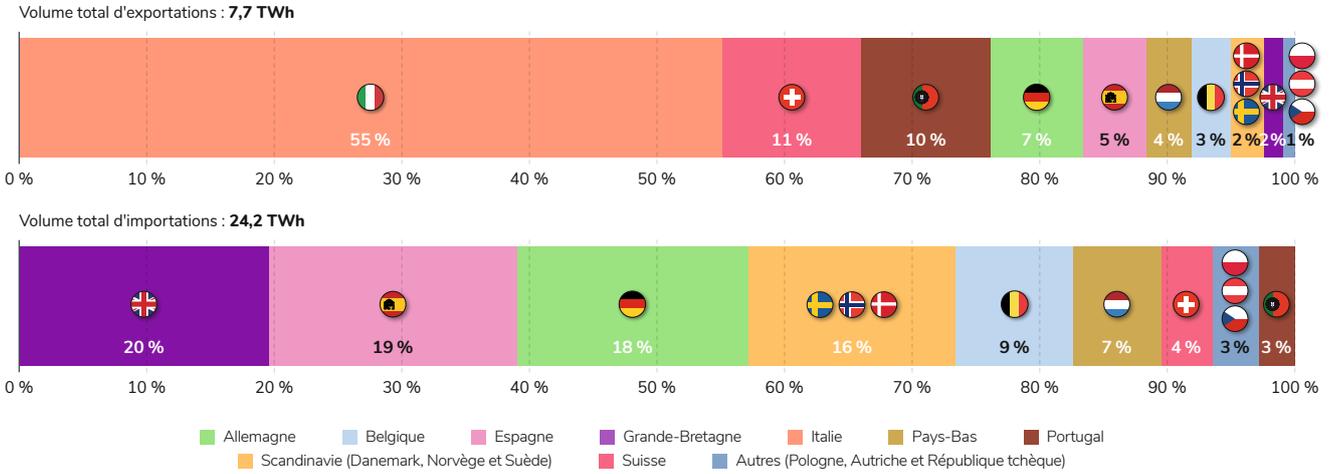
Figure 4.17 - Cartographie des exportations et des importations françaises d'électricité au périmètre élargi en 2022



on note des contributions, quoique marginales, d'autres pays plus éloignés comme la Pologne, l'Autriche et la République tchèque.

106. L'analyse au périmètre élargi nécessite de disposer d'une quantité et d'une variété importantes de données pour chacun des pays. La profondeur de l'historique est ainsi limitée par la qualité des données disponibles.

Figure 4.18 - Exportations (en haut) et importations (en bas) françaises d'électricité au périmètre élargi en 2022



4.5.2 Selon la position nette de la France, les échanges « traversent » plus ou moins le système électrique français

Comme la Suisse et l'Espagne, la France se trouve, du fait de sa position géographique et des différences entre les des mix électriques de ses voisins, en condition de pouvoir importer depuis et exporter vers différentes frontières simultanément. L'analyse à un périmètre élargi permet

d'attribuer une partie des exportations de la France à la production française, et une autre partie à des importations simultanées sur d'autres frontières, attribuables plutôt à la production à l'étranger. Selon cette approche simplifiée, il est possible d'identifier des volumes d'échanges dont on peut dire qu'ils ont « traversé » le réseau français, ainsi que la proportion des importations et des exportations qui traversent le pays.

Figure 4.19 - Part des échanges français dus à la production et à la consommation d'électricité en France et à l'étranger en 2022 et en 2023



Une analyse de la répartition entre échanges dus à la production ou consommation en France, et échanges résultant de la position géographique (flux qui « traversent » le pays) en 2022 et 2023 permet de tirer plusieurs enseignements :

- en 2023, près de 80 % des volumes importés par la France ont été simultanément réexportés ;
- à l'inverse, en moyenne seul un quart des volumes exportés par la France en 2023 sont attribuables à de la production dans d'autres pays ; les trois-quarts des volumes exportés sont donc liés à la production française ;
- en 2022, la situation était très nettement inversée. Près de 80 % des volumes d'exportation français pouvaient être attribués à de

la production à l'étranger et donc qualifiés de « traversants ». À l'inverse, seuls 57 % des volumes importés avaient été réexportés : près de la moitié ont servi à alimenter la consommation française ;

- la situation est très variable d'un mois à l'autre : en effet, le taux d'échanges « traversants » est intimement lié à la proportion du temps où le pays est importateur net, qui varie de manière importante d'un mois à l'autre. En effet, dans ce type d'analyse, on considère qu'un pays qui est importateur net sur un pas de temps donné ne contribue pas du tout aux exportations : dans ces situations, il est totalement « traversé » par les flux sortants.

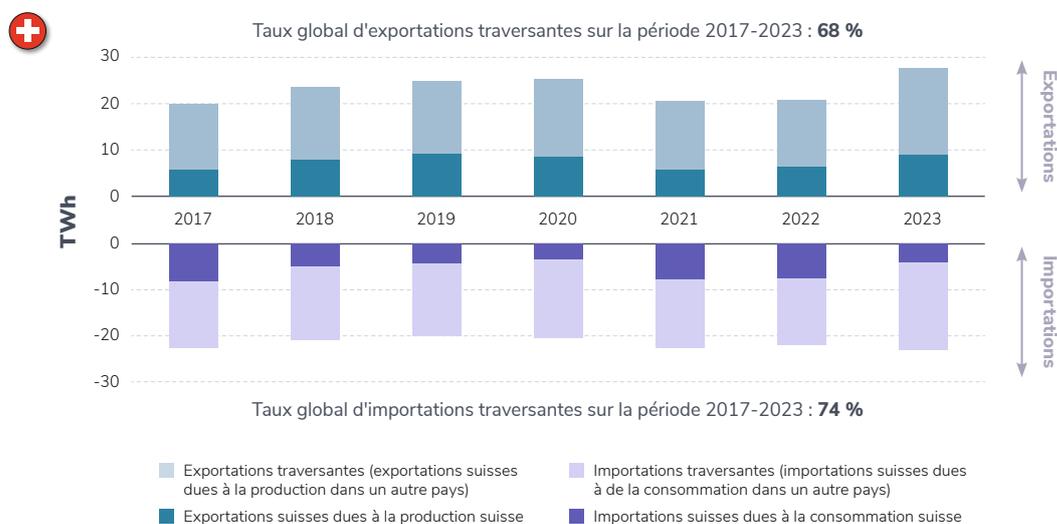
Q FOCUS

La Suisse, un pays de transit pour l'électricité

L'analyse des échanges à une maille élargie et de la proportion d'échanges « traversants » appliquée à la Suisse, permet d'illustrer le fait évoqué plus haut : la Suisse apparaît largement comme un pays de transit, dont entre

60 % et 90 % des échanges sont attribuables à de la production et de la consommation étrangères. En l'occurrence, la production en question est en grande partie française, et la consommation en grande partie italienne.

Figure 4.20 - Part des échanges suisses dus à la production et à la consommation d'électricité en Suisse et à l'étranger (2017-2023)



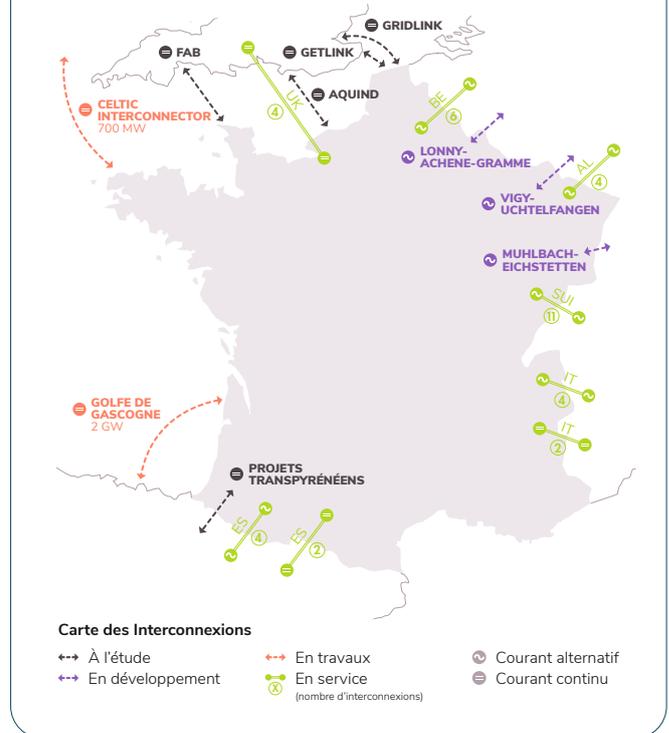
4.6 Les interconnexions électriques, des infrastructures essentielles pour la transition énergétique

Le développement des interconnexions électriques est l'un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne. En permettant de tirer parti des complémentarités entre les mix des différents pays, elles contribuent de manière essentielle à l'intégration des énergies renouvelables et sont un élément clé de la transition énergétique.

En France, les travaux de prospective qui concernent le système électrique convergent vers l'intérêt technico-économique du développement massif des interconnexions, et ce sur toutes les frontières. Les documents de planification énergétique comme la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoient un certain nombre de projets concourant à l'augmentation des capacités d'échange avec les autres pays européens. Le développement des interconnexions obéit au motif de sécurité d'approvisionnement, mais également à une forme de rationalité économique : l'évaluation des projets, qui est coordonnée entre les gestionnaires de réseau concernés, repose sur des analyses coûts-bénéfices pour la collectivité. Pour la France, les bénéfices engendrés par le développement des interconnexions sont de deux natures : – la valorisation de la production excédentaire, qu'une plus grande capacité d'interconnexion permet d'exporter en plus grande quantité, et la possibilité d'importer de l'électricité depuis nos voisins lorsqu'il est économiquement intéressant de le faire, en particulier lorsque la consommation en France est élevée et qu'il serait plus coûteux de solliciter des moyens de production thermique en France ou lors de périodes de très forte production renouvelable dans les pays voisins. Le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) publié en 2019 par RTE prévoit d'atteindre une capacité d'interconnexion d'une trentaine de gigawatts à l'horizon 2035. Une nouvelle édition du SDDR sera publiée courant 2024 et précisera des nouvelles trajectoires de long terme.

Les interconnexions sont les infrastructures essentielles qui permettent les échanges décrits dans la première partie de ce chapitre. Elles ont par exemple contribué de manière importante

Figure 4.21 - Carte des interconnexions en service, en développement et à l'étude aux frontières françaises en 2023



à sécuriser l'équilibre offre-demande au cours de l'hiver 2022-2023. Au cours des prochaines années, plusieurs nouvelles interconnexions – actuellement engagées – devraient entrer en service et renforcer la capacité d'échange de la France avec ses voisins.

Parmi celles-ci figurent depuis peu les nouvelles interconnexions IFA2 et Eleclink mises en service en 2021 et 2022 à la frontière franco-britannique, ainsi que la liaison Savoie-Piémont complétée en 2023 à la frontière avec l'Italie. Le renforcement de l'axe Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta, effectivement mis en service en 2022, a permis d'augmenter les capacités d'échanges avec la Belgique en complément à l'installation du côté belge de transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange en 2021.

Les capacités d'échange sont directement fonction de la capacité physique des lignes transfrontalières, mais dépendent également de

Figure 4.22 : Interconnexions entre la France et les pays voisins à fin 2023

Pays voisins	En service	En Travaux	En développement	À l'étude
Allemagne	4		2	
Belgique	6		1	
Espagne	6	1		1
Grande-Bretagne	4			4
Irlande		1		
Italie	6			
Suisse	11			
Total	37	2	3	5

la capacité du réseau en amont et en aval de la frontière. Il arrive ainsi que le renforcement des capacités d'échange entre deux pays implique le renforcement de lignes internes à ces pays, de part ou d'autre de leur frontière. Il ne s'agit alors pas de projets d'interconnexion au sens strict, mais l'objectif est le même : l'augmentation de la capacité d'échange.

Avec un total de 37 lignes d'interconnexion en service, le réseau de transport d'électricité français est aujourd'hui interconnecté avec celui de ses six

voisins. Au 31 décembre 2023, deux nouvelles interconnexions sont en travaux : une interconnexion à courant continu avec l'Espagne, et une autre avec l'Irlande, qui deviendra donc le septième pays à s'interconnecter directement avec la France. Trois projets de renforcement de lignes existantes sont à l'étude ; ils concernent tous la frontière entre la France et la région Core (Allemagne et Belgique). À un horizon plus lointain et plus incertain, d'autres projets avec l'Espagne et la Grande-Bretagne sont également à l'étude.



Les projets d'interconnexion mis en service récemment ou actuellement en développement ou en travaux

France-Italie : le projet Savoie-Piémont

L'interconnexion à courant continu Savoie-Piémont, qui relie le réseau français au réseau italien, a été mise en service fin 2023. L'Italie étant en général la première destination des exportations françaises d'électricité (en particulier si l'on considère également les exportations «transitant par la Suisse», voir les parties *Analyse par frontière* et *Analyse des échanges français à la maille européenne élargie*), l'augmentation des capacités d'échange à la frontière franco-italienne est susceptible d'avoir un effet à la hausse sur le solde des échanges de la France dans les années à venir.

France-Espagne : le projet Golfe de Gascogne

Le projet Golfe de Gascogne consiste à construire une nouvelle interconnexion électrique entre la France et l'Espagne.

Cette liaison, dont la mise en service est prévue pour 2028, portera les capacités d'échange d'électricité entre ces 2 pays à près de 5 GW. Elle reliera le poste de Cubnezais (près de Bordeaux) au poste de Gatika (près de Bilbao). Ce sera la première interconnexion en grande partie sous-marine entre la France et l'Espagne ; les portions terrestres seront également, pour l'essentiel, sous-terraines. Les travaux ont débuté en 2023.

France-Irlande : le projet Celtic Interconnector

Le projet *Celtic Interconnector* consiste à construire une liaison électrique à courant continu longue d'environ 575 km (dont environ 500 km en mer), permettant l'échange direct d'électricité entre la France et l'Irlande, qui ne sont aujourd'hui pas interconnectées (le système électrique irlandais n'est interconnecté qu'avec la Grande-Bretagne, voir la note dans la partie *Europe*). D'une capacité de 700 MW, ce projet reliera la côte nord de la Bretagne à la côte sud de l'Irlande. Les travaux ont débuté en 2023 ; la mise en service est prévue en 2027.

France-Belgique

Entre la France et la Belgique, le principal projet actuellement en développement est le renforcement de la ligne existante entre le poste de Lonny, près de Charleville-Mézières, du côté français, et le poste d'Achène, dans la province de Namur, du côté belge, ainsi que la portion interne du réseau belge qui se trouve en aval, entre Achène et le poste de Gramme (près de Liège). Le renforcement de cet axe essentiel pour les échanges France-Allemagne-Belgique permettra d'augmenter les capacités d'échange à la frontière entre la France et la zone Core.

Les gestionnaires de réseau de transport français et belge se coordonnent sur ce projet avec un objectif de réalisation des travaux de renforcement dans la zone prévue entre 2030 et 2032.

France-Allemagne

Le renforcement des interconnexions entre la France et l'Allemagne a fait l'objet de nombreuses études – notamment dans le cadre des plans à dix ans européens (TYNDP) – portées par les évolutions importantes des mix énergétiques des pays d'Europe (en particulier l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France et les Pays-Bas) dans le cadre de la transition énergétique. Le développement de nouvelles capacités d'échanges entre la France et l'Allemagne dans ce contexte permettra de tirer parti des complémentarités entre les mix des différents pays, en facilitant le recours aux capacités de production d'électricité au coût le plus faible à un moment donné. Actuellement, deux projets sont en phase de développement :

- le doublement de l'axe entre Muhlbach (en Alsace) et Eichstetten, près de Fribourg en Allemagne, dont la mise en service est prévue pour 2028 ;
- la modernisation de l'interconnexion entre Vigy (près de Metz) et Enseldorf, près de Sarrebruck, en Allemagne, prévue à l'horizon 2029.

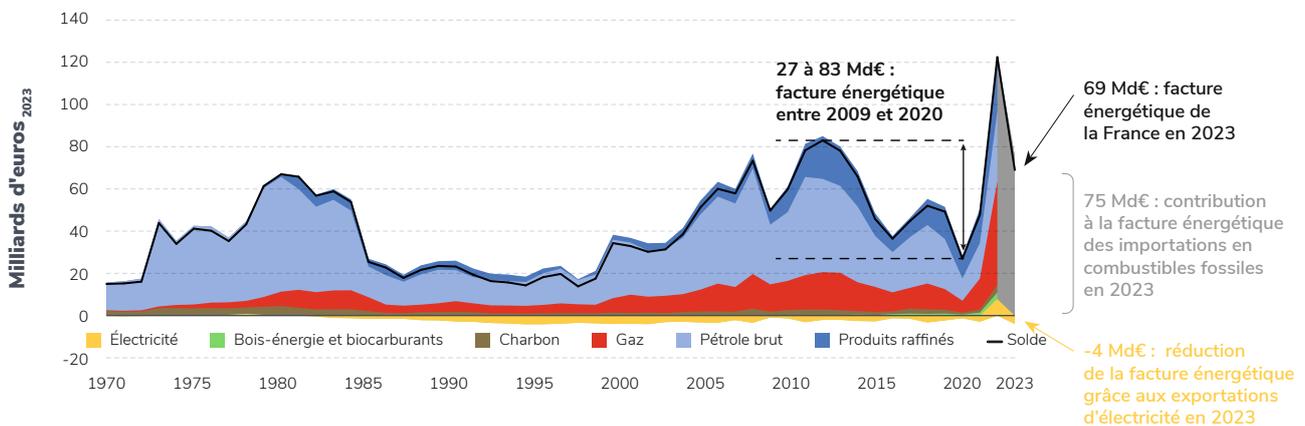
4.7 La facture énergétique de la France est affectée de manière disproportionnée par les importations de combustibles fossiles

La facture énergétique de la France est le bilan entre la valorisation des importations et celle des exportations d'énergie, toutes énergies confondues (électricité et combustibles fossiles notamment). L'inversion du solde des échanges d'électricité en 2023, et donc le retour à une position d'exportatrice nette d'électricité pour la France, a contribué à réduire la facture énergétique nette sur l'année d'environ 4 Md€₂₀₂₃, alors que les soldes exportateurs au cours de la période 2014-2019 avaient contribué à une réduction à la hauteur d'environ 2 Md€₂₀₂₃ en moyenne. Pour rappel, le solde importateur net de la France en 2022 avait contribué à rehausser la facture énergétique

d'environ 8 Md€₂₀₂₃. Cependant, qu'il soit positif ou négatif, le poids de l'électricité dans la facture énergétique de la France demeure bien faible par rapport à celui des combustibles fossiles : en 2022, les importations de combustibles fossiles avaient coûté plus de 110 Md€₂₀₂₃ ; en 2023, ce montant devrait être de l'ordre de 75 Md€₂₀₂₃ du fait de la baisse des prix des combustibles fossiles. **La facture liée aux énergies fossiles constitue le premier poste du déficit commercial de la France¹⁰⁷.**

En conséquence, le développement de la production d'électricité bas-carbone et la réduction de la consommation d'énergie fossile constituent également un atout en vue de la réduction de la facture énergétique de la France et le renforcement de sa souveraineté, mais également de la souveraineté.

Figure 4.23 : Évolution de la facture énergétique française entre 1970 et 2023



107. DGDDI, Le chiffre du commerce extérieur – Analyse annuelle 2023, 2024

5. Les émissions de gaz à effet de serre du système électrique français ont atteint en 2023 un minimum historique

Les émissions liées à la production d'électricité en France ont atteint **16,1 Mt_{CO2eq}** en 2023, leur niveau le plus faible depuis le début des années 1950. L'intensité carbone de la production d'électricité française est également au plus bas : elle a été de **32 g_{CO2eq}** par kilowattheure produit sur l'année 2023. Cette baisse généralisée, après la hausse conjoncturelle du volume d'émissions observée en 2022, est la conséquence d'un volume de production fossile relativement faible grâce à l'amélioration de la disponibilité des moyens de production bas-carbone et à la baisse de la consommation. Les émissions du système électrique français sont restées en 2023 parmi les plus faibles d'Europe (ce qui était également le cas en 2022), et pèsent relativement peu dans le bilan carbone national (moins de 5 %, contre 22 % pour l'Allemagne, 19 % pour l'Espagne et 21 % en moyenne pour l'Union européenne^{108,109}). **Même si le mix électrique français est déjà largement décarboné, 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 les secteurs très émetteurs (transports, industrie, bâtiments).**

5.1. 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 XX^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 serre¹¹⁰ :

- **de l'après-guerre jusqu'à la fin des années 1970**, la production était 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 maintient 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 français¹¹¹. Ce déploiement a vu le parc au fioul quasiment disparaître et les émissions liées au charbon diminuer de moitié entre 1980 et 1990. En conséquence, l'intensité carbone de la production française a été divisée par quatre en dix ans : en 1990, elle était inférieure à 100 g_{CO2eq}/kWh ;
- **entre 1990 et la fin des années 2000**, les émissions et l'intensité en émissions de la production sont restées relativement stables. Le mix électrique était dominé par le nucléaire, mais une partie (entre 10 et 20 GW) du parc thermique fossile, notamment au charbon, était encore en fonctionnement. Les émissions de gaz à effet de serre (entre 20 et 40 Mt_{CO2eq}) et l'intensité carbone (autour de 75 g_{CO2eq}/kWh) sont restées stables sur la période ;

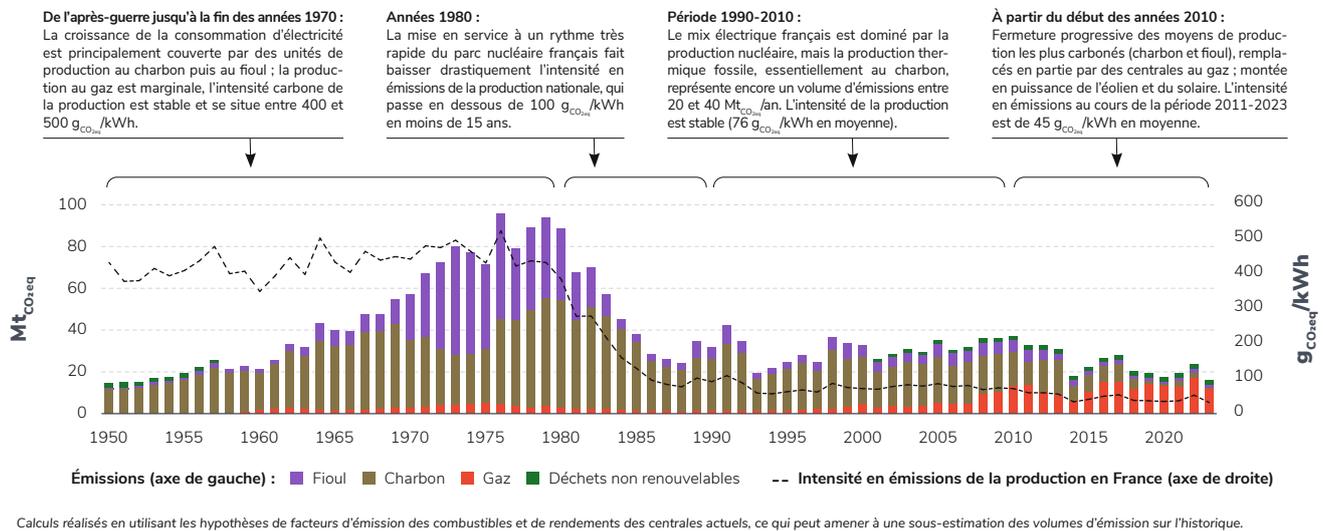
108. Sources : CITEPA, Rapport Secten 2023 ; European Environment Agency ; Eurostat ; ENTSO-E ; calculs : RTE.

109. Les émissions territoriales de l'Union européenne se sont élevées à 3 735 Mt_{CO2eq} en 2021 (European Environmental Agency). Les émissions dues à la production d'électricité dans l'Union européenne ont atteint 783 Mt_{CO2eq} (Ember Climate, Yearly electricity data, 2024).

110. Les facteurs d'émissions des différentes filières production utilisés pour le calcul des émissions sur toute la période 1950-2023 sont les facteurs d'émissions actuels. 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.

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

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 2023



- **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 au minimum nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement. En même temps, des centrales à gaz, moins émettrices à parité d'énergie produite, les ont remplacés 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 g_{CO₂eq}/kWh en moyenne sur la période.

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 fermés¹¹². Ainsi, malgré une consommation d'électricité par habitant relativement élevée par rapport à des pays européens comparables¹¹³, les émissions pour la production d'électricité représentent autour de 5 % des émissions territoriales de la France¹¹⁴, contre 22 % pour l'Allemagne, 19 % pour l'Espagne et 21 % en moyenne pour l'Union européenne^{115,116}. 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.

¹¹². Voir le chapitre Europe.

¹¹³. En raison notamment de la part importante du chauffage électrique. En 2021, la consommation était d'environ 7 200 kWh/habitant en Italie, 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).

¹¹⁴. Les émissions territoriales de la France se sont élevées à 418 Mt_{CO₂eq} en 2021 – voir [CITEPA, Rapport Secten 2023](#).

¹¹⁵. Sources : [CITEPA, Rapport Secten 2023](#) ; [European Environment Agency](#) ; Eurostat ; ENTSO-E ; calculs : RTE.

¹¹⁶. Les émissions territoriales de l'Union européenne se sont élevées à 3 735 Mt_{CO₂eq} en 2021 ([European Environmental Agency](#)). Les émissions dues à la production d'électricité dans l'Union européenne ont atteint 783 Mt_{CO₂eq} ([Ember Climate, Yearly electricity data, 2024](#)).

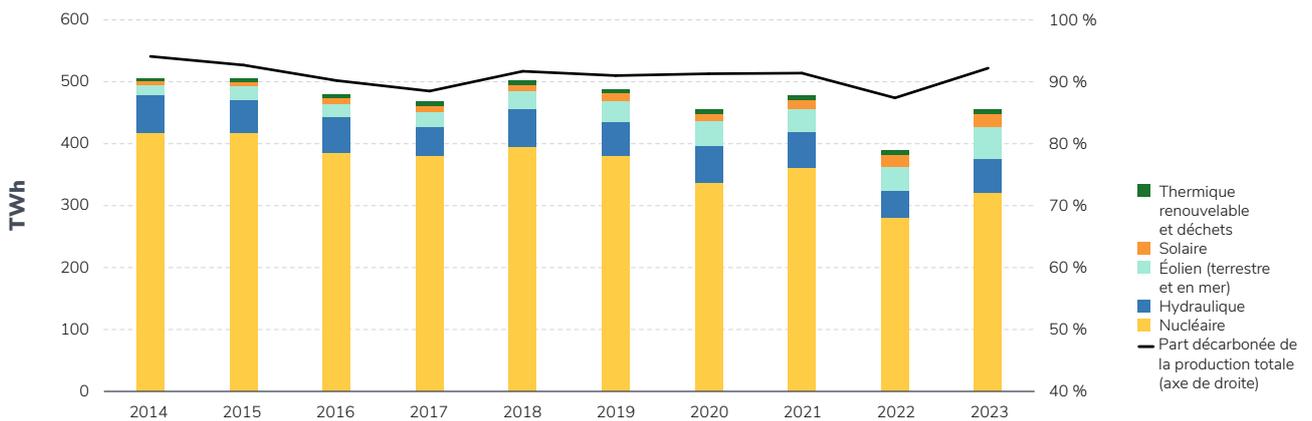
5.2 Un minimum historique d'émissions de gaz à effet de serre grâce au rebond de la production décarbonée et à la baisse de consommation

Au cours de l'année 2022, la crise de la production en France avait entraîné deux effets de nature à affecter le bilan carbone du système électrique français et un autre affectant plus largement le bilan carbone du système électrique européen :

- le recours accru aux moyens thermiques fossiles en France (essentiellement au gaz) ;

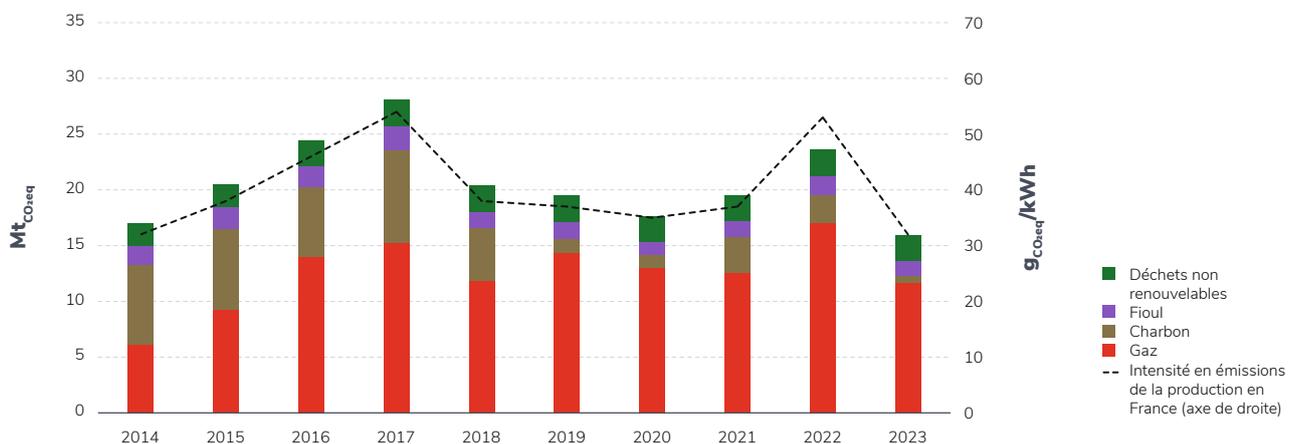
- dans une moindre mesure, le recours significatif de la France aux importations depuis les pays voisins, dont le mix est en général plus carboné que le mix français, pour couvrir une partie de la consommation ;
- du point de vue des émissions évitées à l'étranger par les exportations françaises : le recours, dans les pays voisins, à des moyens de production plus carbonés qu'en France pour compenser la baisse des importations depuis la France.

Figure 5.2 : Évolution de la production d'électricité décarbonée en France (axe de gauche) et part décarbonée de la production totale d'électricité (axe de droite) entre 2014 et 2023



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.

Figure 5.3 : Émissions directes de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France (axe de gauche) et intensité en émissions de la production d'électricité française (axe de droite) entre 2017 et 2023



En 2023, l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire français et de la production hydraulique, les volumes historiquement élevés de production éolienne et solaire, la poursuite de la baisse de consommation (voir le chapitre *Consommation*), ainsi que la place désormais anecdotique du charbon (voir le chapitre *Production*), ont permis une nette réduction des émissions par rapport à l'année précédente : le niveau des émissions est même repassé en dessous de ceux observés avant la crise énergétique, entre 2018 et 2021. **Ainsi, les émissions directes totales liées à la production d'électricité en France se sont élevées à 16,1 Mt_{CO2eq}**. Par ailleurs, en 2023, **92 % de l'électricité produite en France l'a été à partir de sources bas-carbone**, soit 456 TWh. Cette proportion correspond à la moyenne de la période 2014-2021, après un creux à 87 % en 2022.

En 2014, les centrales à charbon représentaient encore près de 40 % des émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France, soit 7 Mt_{CO2eq}. **En 2023, les centrales au charbon ont émis moins d'une mégatonne d'équivalent-CO₂ soit moins de 4 % des émissions totales liées à la production d'électricité en France.**

L'intensité en émissions de la production, c'est-à-dire les émissions rapportées à l'énergie produite, s'est élevée à 32 g_{CO2eq}/kWh en 2023, en baisse de près de 40 % par rapport à 2022 (54 g_{CO2eq}/kWh), et même en dessous de la moyenne de la période 2018-2021, qui se situait autour de 37 g_{CO2eq}/kWh.

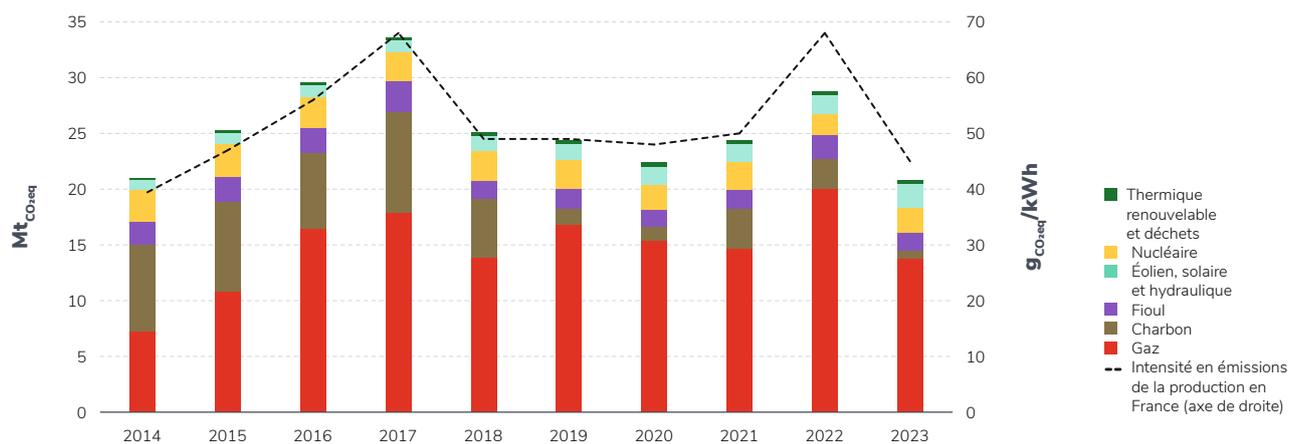
5.3 Même en tenant compte des émissions sur le cycle de vie, les émissions liées au système électrique français restent très faibles

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 Figures 5.1 à 5.3, 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 approche¹¹⁷ (pour une présentation plus complète et une mise en relation entre les différents modes de calcul des émissions de gaz à effet de serre, voir Figure 5.5).

En tenant compte des émissions liées au cycle de vie, les émissions liées à la production d'électricité en France ont atteint 22,6 Mt_{CO₂eq} en 2023, contre 30,8 Mt_{CO₂eq} en 2022, soit une baisse de 27 %. Tout comme les émissions directes, celles sur le cycle de vie restent très inférieures en France par rapport à celles dans d'autres pays. En 2023, les émissions sur le cycle de vie ont été environ 40 % supérieures aux émissions directes. Malgré une part croissante 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 2023 moins de 10 % des émissions totales sur le cycle de vie liées à la production d'électricité en France (2,1 Mt_{CO₂eq}) et moins de 0,5 % de l'empreinte carbone du pays¹¹⁸.**

Figure 5.4 : Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie 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 2023



117. 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.

118. L'empreinte carbone désigne l'ensemble des émissions, domestiques ou à l'étranger, qui sont attribuables à la consommation intérieure d'un pays donnée. Celle-ci comptabilise donc les émissions générées à l'étranger par la production de bien ou de services consommés dans le pays en question, mais pas les émissions générées dans le pays en question par la production de biens ou de service qui sont consommés à l'étranger. C'est une notion proche du cycle de vie, mais distincte : l'empreinte carbone repose sur l'attribution d'émissions à la consommation d'un territoire donné, alors que l'analyse du cycle de vie repose sur l'attribution d'émissions à un usage, une activité ou un objet donné.

Figure 5.5 : 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>

5.4 Même en tenant compte des importations et des exportations d'électricité, le système électrique français reste largement décarboné

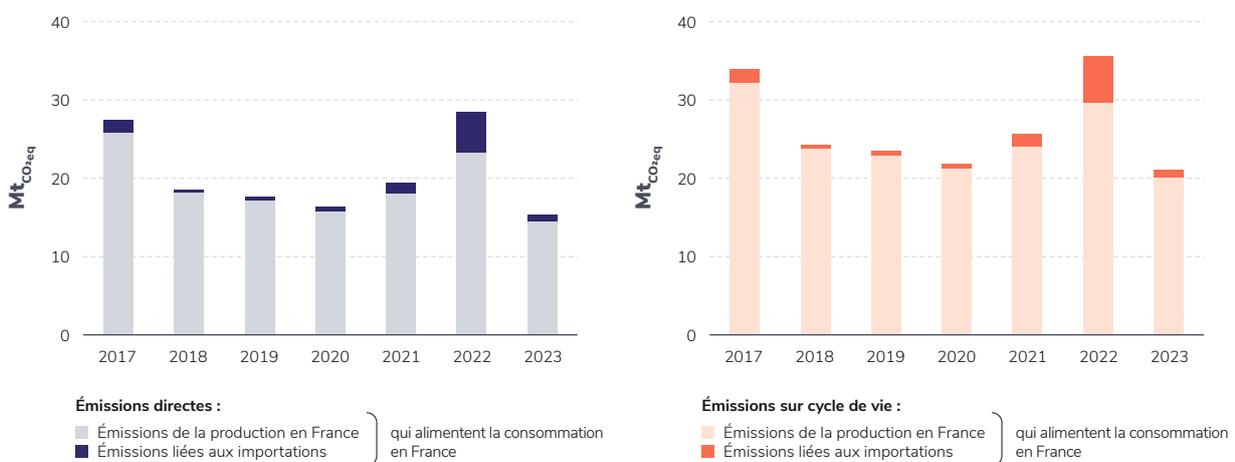
Les émissions liées au système électrique français peuvent être évaluées selon différents périmètres (voir Figure 5.5) : celui de la production d'électricité en France, détaillé dans les parties précédentes, mais également celui de la consommation d'électricité en France. En effet, en plus de la part servant à couvrir la consommation nationale, une partie de l'électricité produite en France est exportée vers les autres pays européens. À l'inverse, une partie de la consommation française est couverte par des importations d'électricité produite à l'étranger, notamment lors des périodes de forte consommation en hiver, ou lorsqu'il est plus économique d'importer depuis les pays voisins (notamment en cas de production renouvelable abondante dans ces pays) que de démarrer des moyens de production plus coûteux en France.

Les émissions liées à la consommation d'électricité en France correspondent donc aux émissions de la production française desquelles ont été retranchées les émissions liées aux exportations, et auxquelles

ont été ajoutées celles liées aux importations¹¹⁹. Selon le ratio entre les volumes d'énergie importés et exportés, et les moments pendant lesquels se font ces échanges, donc l'intensité en émissions de ces volumes, les émissions au périmètre de la consommation peuvent être plus ou moins élevées que celles au périmètre de la production. En effet, même si la production d'électricité en France est plus décarbonée que celle dans les pays voisins, il est utile de noter qu'en moyenne plus de 60 % des importations françaises sont décarbonées (voir l'analyse détaillée dans la suite du chapitre). Ainsi, en 2023, les émissions directes au périmètre de la consommation se sont élevées à 15,3 Mt_{CO2eq}, soit légèrement plus faibles que celles au périmètre de la production (16,1 Mt_{CO2eq}), même si au cours des années précédentes les émissions au périmètre de la consommation avaient été plus élevées que celles au périmètre de la production. Si l'on prend en compte toutes les émissions sur le cycle de vie, la consommation d'électricité en France a émis 21 Mt_{CO2eq} en 2023, et la production 23 Mt_{CO2eq}.

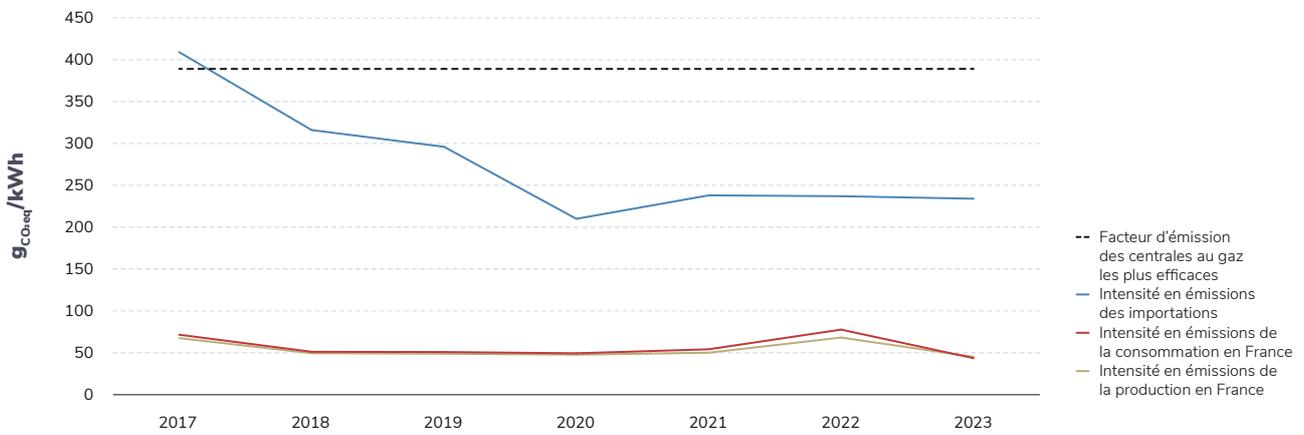
Plus la France importe fréquemment et des volumes importants, plus les émissions liées aux importations occupent une place importante dans les émissions totales liées à la consommation. Cela

Figure 5.6 : Émissions de gaz à effet de serre liées à la consommation d'électricité en France entre 2017 et 2023



119. La distinction entre les émissions au périmètre production et les émissions au périmètre consommation est analogue à la distinction entre émissions territoriales et empreinte carbone.

Figure 5.7 : Intensité carbone (émissions directes) moyenne annuelle du système électrique français selon différents périmètres



avait été particulièrement le cas en 2022, lorsque le solde des échanges de la France était importateur net, et la France avait importé de l'électricité près de 70 % du temps : au cours de cette année-là, la part des importations dans les émissions liées à la consommation française s'était élevée à un peu moins de 20 %. Lorsque la France est majoritairement exportatrice, malgré le recours ponctuel aux importations pour couvrir les périodes de forte consommation en hiver (ou pour tirer profit de la forte production renouvelable à l'étranger), les émissions liées aux importations sont tout à fait marginales. Ainsi, en 2023, les importations n'ont représenté que 5 % des émissions liées à la consommation d'électricité en France, soit moins de 1 Mt_{CO2eq}.

L'année 2022 avait été marquée par une hausse visible mais contenue de l'intensité carbone tant au périmètre production qu'au périmètre consommation, en raison du recours relativement plus

important aux moyens fossiles et, au second ordre, aux importations (en moyenne plus carbonées que la production française) depuis les pays voisins. Ainsi, l'intensité carbone de la production d'électricité en France était passée de 37 à 54 g_{CO2eq}/kWh entre 2021 et 2022, et l'intensité carbone de la consommation de 41 à 62 g_{CO2eq}/kWh. En 2023, dans l'ensemble, celles-ci ont retrouvé des niveaux proches voire légèrement inférieurs à ceux d'avant la crise énergétique : 32 g_{CO2eq}/kWh en ce qui concerne la production et 31 g_{CO2eq}/kWh en ce qui concerne la consommation.

Le contenu carbone moyen de l'électricité importée par la France a également légèrement baissé en 2023 par rapport aux années marquées par la crise énergétique, 2021 et 2022. Dans l'ensemble, sur la période 2017-2023, il a baissé dans des proportions importantes, reflétant en cela la tendance de décarbonation des pays européens (voir le chapitre Europe).

5.5 À la maille horaire, un système électrique français bas-carbone la majorité du temps, avec quelques pics d'intensité carbone

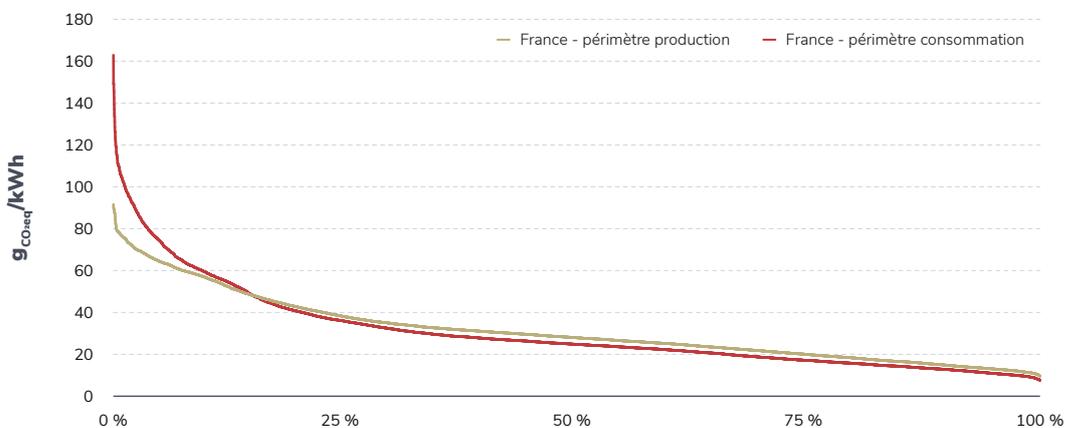
Une analyse fine de l'intensité carbone de la production et de la consommation heure par heure permet de mettre en évidence des grands écarts entre les valeurs maximales et minimales au cours de l'année, mais également le caractère ponctuel de l'atteinte de ces valeurs extrêmes. Cela concerne à la fois les valeurs les plus élevées – lorsqu'il est fait appel à des moyens très carbonés à l'étranger pour assurer l'équilibre offre-demande – et les plus faibles – qui correspondent généralement à des situations où la production décarbonée française est largement excédentaire relativement à la consommation intérieure, et dont le surplus est exporté. L'analyse à la maille horaire est complémentaire aux analyses à des échelles de temps plus longues ; ensemble, elles permettent d'illustrer les dynamiques conjoncturelles, structurelles et ponctuelles que connaît le système électrique français en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Tout comme les volumes d'émissions, l'intensité en émissions au périmètre consommation peut être plus ou moins élevée que celle au périmètre

production ; dans les années passées elle avait été plus fréquemment supérieure. En 2023, en revanche ; l'intensité en émissions (directes) au périmètre de la consommation a été inférieure près de 80 % du temps à l'intensité évaluée au périmètre production. Sur les 20 % du temps où l'intensité carbone de la consommation a été supérieure à celle de la production, l'écart entre les deux a été d'autant plus important qu'on se rapprochait des maxima horaires pour les deux périmètres. Sur ces pas de temps, la différence entre les deux périmètres s'explique simplement par la prise en compte des importations : lorsque l'intensité est élevée au périmètre de la production française, cela signifie que des moyens carbonés ont été très sollicités en France, ce qui a tendance à se produire lorsque l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité est tendu. Or c'est précisément dans ces situations que la part des importations dans la couverture de la consommation française est la plus grande. Comme les importations sont en moyenne plus carbonées que la production française, elles alimentent le différentiel entre les deux périmètres et l'écart devient alors plus important.

Les trois-quarts du temps, l'intensité carbone en émissions directes de la production française est inférieure à $40 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$; un quart du temps, elle est même inférieure à $20 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$, une valeur

Figure 5.8 : Monotone d'intensité carbone (émissions directes) de la production et de la consommation françaises



Lecture : Sur 25 % des heures de l'année 2023, l'intensité carbone de la consommation en France a été supérieure à $35 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$. Au maximum, elle a atteint $162 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$, et a toujours été supérieure à $8 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$.

particulièrement faible. Sur le quart du temps où l'intensité est la plus élevée, celle-ci se situe entre 40 et 80 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$, une plage relativement élevée pour le système électrique français, mais qui reste tout de même faible par rapport à l'intensité moyenne de la production dans d'autres pays comparables (voir chapitre *Europe*). Enfin, l'intensité carbone de la production d'électricité en France ne dépasse que très rarement les 80 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$ (moins de 0,3 % du temps, soit 30 heures dans l'année) ; au périmètre consommation, l'intensité en émissions

directes dépasse moins de 0,3 % du temps la valeur de 120 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$; ces valeurs peuvent être mises en regard, par exemple, de l'intensité d'un parc de production qui serait entièrement composé des centrales au gaz les plus efficaces, soit 331 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$. Ainsi, même lors des heures de forte consommation, où la production est la plus carbonée et le recours aux importations élevé, la production décarbonée représente un socle important de la production française.

5.6 Le système électrique français a retrouvé son rôle de contributeur à la décarbonation du système électrique européen

Les exportations d'électricité de la France, largement bas-carbone, contribuent non seulement à la performance carbone du système électrique national, mais également à celles des autres pays avec lesquels la France est interconnectée via le réseau maillé européen. Ainsi, à partir des volumes d'exportations françaises et en comparant heure par heure l'intensité des mix respectifs de production à celle de la France, il est possible de déterminer la quantité d'émissions « évitées » à l'étranger du fait de la moindre sollicitation de centrales thermiques par ces pays, grâce au recours aux importations depuis la France¹²⁰. Au total, **depuis 2017, les exportations d'électricité françaises ont permis d'éviter l'émission de près de 150 Mt_{CO2eq} en Europe, dont la moitié en Italie.** La Figure 5.8 présente ces volumes d'émissions agrégés à l'échelle annuelle, par pays, au périmètre du réseau européen élargi tel que présenté dans le chapitre Échanges.

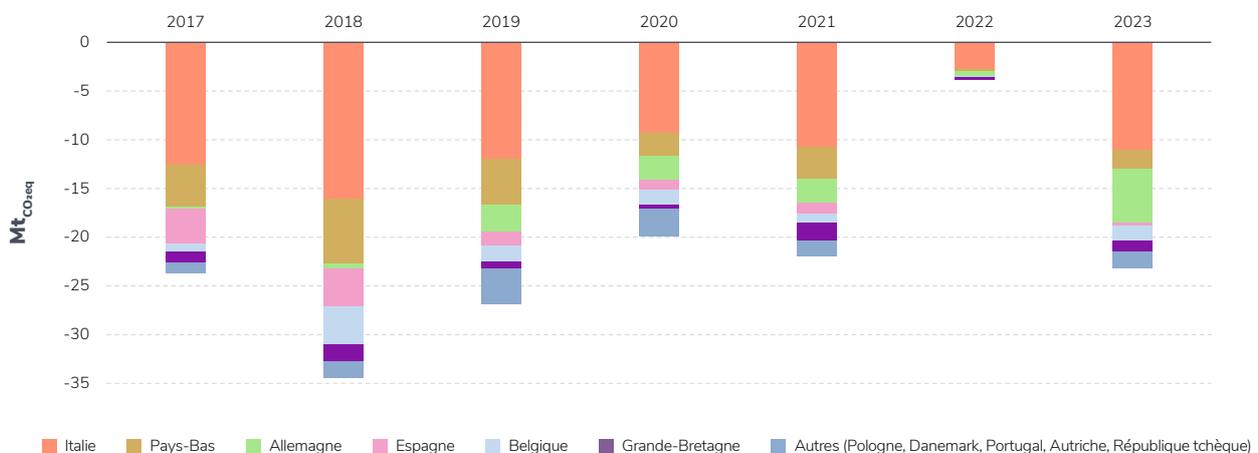
Les volumes d'émissions évitées à l'étranger dépendent essentiellement de deux facteurs :

- la proportion de temps où le solde des échanges français est exportateur net, tant en matière de solde global que bilatéral, et les volumes exportés ;
- le différentiel d'intensité carbone entre la France et les autres pays : plus celui-ci se réduit du fait de la décarbonation progressive des mix des autres pays (voir le chapitre Europe), moins la contribution des exportations françaises à la décarbonation est significative.

Ainsi, le volume d'émissions évitées en 2022 par les exportations françaises a été très nettement plus faible que celui des années précédentes, du fait de la position d'importatrice nette de la France pendant une grande partie du temps. En 2023, à la faveur de la reprise des exportations (voir le chapitre Échanges), les émissions évitées à l'étranger sont revenues à un niveau proche de celui des années d'avant-crise énergétique, et se sont élevées à 23 Mt_{CO2eq}.

L'analyse montre également une légère diminution (en valeur absolue) entre les émissions évitées en 2018 (après un creux en 2017 dû à une production française plus carbonée) et celles

Figure 5.9 : Réduction des émissions liées à la production d'électricité dans les autres pays européens grâce aux exportations de la France



120. Il s'agit en toute rigueur d'un *minorant* des émissions évitées : il est probable que les moyens de production qui auraient été appelés à la place des importations françaises soient plus carbonés que le mix moyen du pays importateur à l'instant considéré.

évitées en 2021 et 2023, qui passent d'un total de 35 Mt_{CO2eq} à environ 20 Mt_{CO2eq}. Cette baisse n'est pas due à une diminution du volume d'exportation, mais plutôt à la baisse de l'intensité carbone du mix de production de la plupart des pays européens pris en compte dans l'analyse, et, en conséquence, à la diminution de l'écart d'intensité carbone entre la production de ces pays et la production française. Ainsi, par exemple, l'écart entre les intensités moyennes des mix de production italien et français est passé de 356 à

248 g_{CO2eq}/kWh entre 2018 et 2023, résultant en une baisse des émissions évitées annuelles de près de 5 Mt_{CO2eq} malgré un maintien des volumes d'exportations. Les émissions évitées en Espagne, qui s'élevaient encore à presque 5 Mt_{CO2eq} en 2018, ont été quasiment négligeables en 2023 : cela s'explique par l'effet combiné de la décarbonation du mix de production espagnol (voir chapitre Europe) et de la position plus équilibrée du point de vue des échanges entre la France et l'Espagne (voir chapitre Échanges).

5.7 Les importations françaises sont majoritairement décarbonées

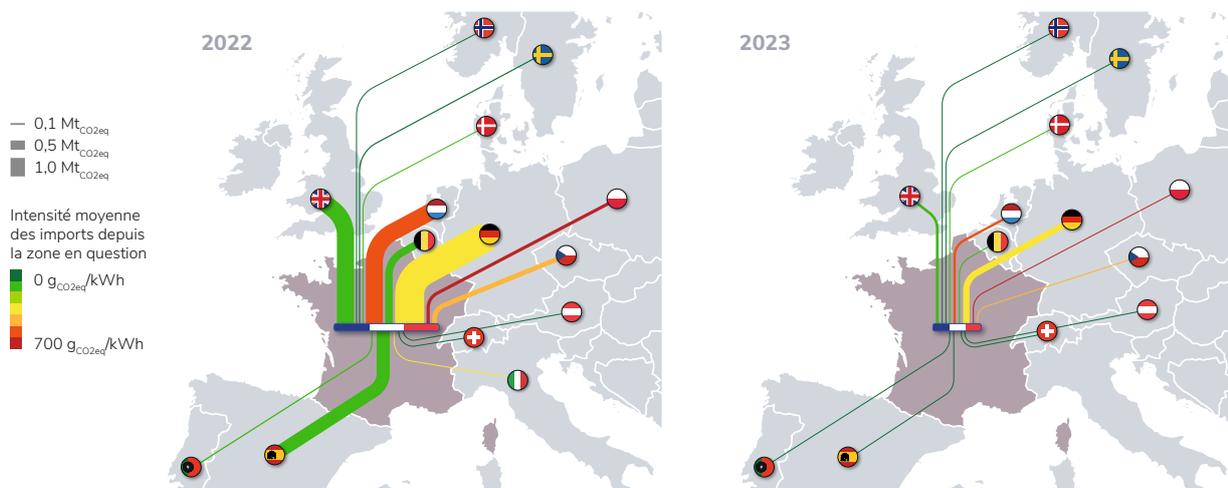
L'évaluation des émissions au périmètre de la consommation, évoquée précédemment, nécessite une analyse du contenu carbone des importations françaises, qui est faite en suivant la même approche au périmètre européen élargi (c'est-à-dire, en tenant compte également des échanges entre les pays voisins de la France et leurs propres voisins, et ainsi de suite) que celle présentée dans le chapitre Échanges¹²¹. Cette analyse permet de mettre en évidence que, même si la production d'une large partie des pays européens est plus carbonée que la production française et que l'intensité en émissions des importations est en général plus élevée que l'intensité en émissions de la production française, les volumes importés comprennent tout de même une part non négligeable d'énergies bas-carbone. En effet, **sur l'année 2023, 64 % des volumes d'électricité importés étaient décarbonés** ; même en 2022, ce taux avait avoisiné 60 %, reflétant en cela la tendance de décarbonation en cours du système électrique européen (voir chapitre Europe).

Les émissions liées aux importations avaient été caractérisées par une hausse ponctuelle en

2022 (5,2 Mt_{CO2eq}), comme évoqué dans l'analyse des émissions au périmètre de la consommation. **En 2023, elles ont représenté 0,8 Mt_{CO2eq}**, un niveau plus proche de celui des années précédentes à la crise énergétique.

En 2022, la France avait principalement importé de l'électricité depuis la Grande-Bretagne et l'Espagne (39 % du total pour les deux considérés ensemble, soit près de 10 TWh). Les émissions liées à ces importations étaient restées contenues, en volume (1,5 Mt_{CO2eq} pour les deux) comme en intensité (respectivement 191 et 147 g_{CO2eq}/kWh en moyenne). Les émissions liées aux importations depuis des pays dont la production est fortement carbonée, comme les Pays-Bas, la Pologne ou la République Tchèque, étaient demeurées faibles en volume (1,4 Mt_{CO2eq}). Les émissions liées aux importations depuis l'Allemagne étaient également restées modérées : environ 1,5 Mt_{CO2eq}, soit moins d'un tiers des émissions liées aux importations et moins de 5 % des émissions totales liées à la consommation d'électricité française. Ce volume relativement faible en ce qui concerne l'Allemagne est à mettre en regard de la contribution essentielle de ces échanges – ainsi que de ceux avec les autres pays – à la sécurité d'approvisionnement de la France.

Figure 5.10 : Cartographie des volumes d'émissions directes liées aux importations d'électricité depuis les pays voisins en 2022 et 2023



121. Hörsch, J et al., Flow tracing as a tool set for the analysis of networked large-scale renewable electricity systems, 2017.

6. L'électrification des usages est un levier essentiel pour que la France et l'Europe atteignent la neutralité carbone en 2050

Les efforts de décarbonation entrepris par la France et l'Union européenne, dans le cadre de l'accord de Paris au niveau mondial, du Pacte Vert au niveau européen, ou encore de la loi Climat¹²² au niveau national, ont pour **objectif l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050**. À plus court-terme, l'objectif intermédiaire au niveau européen est de réduire les émissions territoriales nettes de l'Union d'au moins 55 % par rapport à celles de 1990 ; cette ambition est déclinée concrètement, pour l'ensemble des secteurs, par le paquet législatif *Fit-for-55*, dont la plupart des textes sont aujourd'hui adoptés, et visent à engager, sans attendre, l'Union sur la trajectoire nécessaire pour atteindre les objectifs de 2030 et 2050.

Le système électrique français est aujourd'hui largement décarboné (voir le chapitre Émissions) : ses émissions contribuent peu au bilan carbone global du pays, ce qui représente un atout en vue de l'atteinte des objectifs climatiques. **Cependant, l'économie française et les usages énergétiques aujourd'hui non-électriques restent très dépendants des énergies fossiles**, et génèrent des émissions significatives : les émissions totales de gaz à effet de serre, toutes origines confondues, sur le territoire français se sont élevées à 415 Mt_{CO2eq} en 2021, soit 6,1 t_{CO2eq}/habitant^{123,124}. Le bilan est plus élevé en considérant les émissions liées à la demande intérieure du pays (avec une approche « empreinte carbone »), qui tiennent compte du contenu carbone des produits importés, tout en retranchant le contenu carbone des produits exportés. L'économie française étant, comme celle de la

plupart des pays de l'OCDE, fortement tertiaisée, les importations représentent une part importante de l'empreinte carbone. En 2021, celle-ci s'élevait à 575 Mt_{CO2eq}, soit 8,4 t_{CO2eq}/habitant. Une relocalisation de certaines productions sur le sol français en même temps que progresse la décarbonation des usages de l'énergie pourrait donc contribuer à la réduction des émissions globales, tout en ayant un effet limité sur l'augmentation des émissions territoriales.

Une transformation nécessaire pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, commune à tous les scénarios de prospective pour la France ou d'autres pays européens, est l'électrification massive des usages¹²⁵, c'est-à-dire le transfert vers l'électricité d'une part importante des consommations d'énergie aujourd'hui satisfaites par des combustibles fossiles¹²⁶. Notamment, l'électrification est un des leviers de décarbonation identifiés dans la Stratégie nationale bas-carbone de la France. L'électrification peut être directe, ou indirecte via notamment le recours à l'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène.

S'agissant du levier électrification, l'enjeu pour les pays dont les systèmes électriques sont encore relativement carbonés est double : décarboner la production d'électricité tout en augmentant son niveau. **Pour la France, compte-tenu du système électrique largement décarboné et des rythmes de transition nécessaires à l'atteinte des objectifs climatiques, la situation de départ est différente mais les enjeux sont similaires :**

122. Légifrance. *Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets*, 2021

123. CITEPA, *Rapport Secten 2023* et Insee, *Bilan démographique 2023*.

124. Les émissions par habitant de la France sont inférieures à celles de pays comme les Pays-Bas, la Belgique (9,6 t_{CO2eq}/hab. tous deux) ou l'Allemagne (9,1 t_{CO2eq}/hab.), mais sont comparables à celles de pays comme l'Italie (7,1 t_{CO2eq}/hab.) ou l'Espagne (6,1 t_{CO2eq}/hab.). Les émissions territoriales par habitant de l'Union européenne s'élèvent en 2021 à 7,8 t_{CO2eq}/hab (*European Environment Agency, National emissions reported to the UNFCCC and to the EU Greenhouse Gas Monitoring Mechanism, données 2021*). Ces chiffres ne prennent pas en compte les émissions extraterritoriales ni l'aviation internationale (en d'autres termes, il ne s'agit pas d'empreinte carbone, qui, elle, est plus élevée).

125. Pour un résumé des scénarios envisagés par les pouvoirs publics dans une sélection de pays européens, voir RTE, *Futurs énergétiques 2050 – chapitre 6 : l'Europe*, et *Bilan prévisionnel 2023-2035 – chapitre 5 : L'Europe*.

126. Le degré d'électrification envisagé peut varier selon les différentes stratégies nationales mais reste élevé pour la plupart des pays européens. D'autres leviers de décarbonation sont le recours à la biomasse (biogaz, bois ou biocarburants), ainsi qu'à d'autres vecteurs de synthèse (hydrogène, e-carburants) produits à partir d'électricité, qui permettent de satisfaire des usages qui ne peuvent l'être par l'électricité directement (il s'agit alors d'électrification indirecte).

il s'agit d'asseoir l'électrification des usages sur un système électrique dont la production doit croître massivement tout restant durablement décarbonée. À court et moyen-terme, c'est-à-dire d'ici 2035, les options de développement du mix de production sont limitées¹²⁷, et l'augmentation de la production bas-carbone devra passer par l'optimisation du fonctionnement du parc nucléaire actuel, pour maximiser sa production, ainsi que par une accélération du développement des énergies renouvelables (voir chapitre *Production*) pour accompagner la décarbonation des usages.

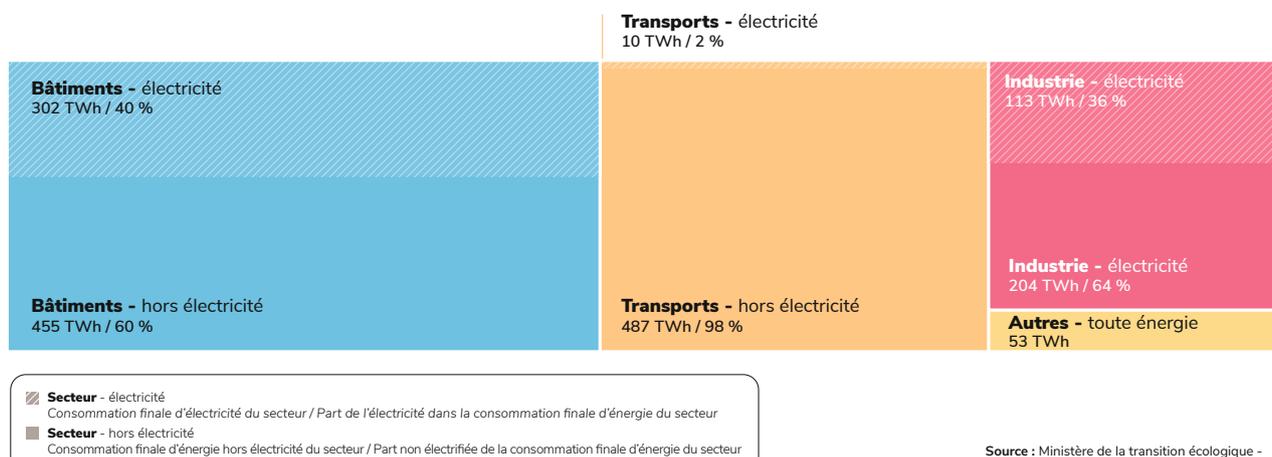
Depuis plusieurs années, RTE étudie de manière approfondie les différents leviers qui permettent de diminuer les émissions des différents secteurs économiques qui peuvent bénéficier de l'électrification des usages : les transports¹²⁸, le chauffage¹²⁹, l'industrie et la production d'hydrogène¹³⁰. Notamment, les analyses menées dans

le cadre des *Futurs énergétiques 2050* ont conclu qu'environ la moitié de la réduction des émissions territoriales nécessaire pour atteindre la neutralité carbone en 2050 pouvait être portée par les transferts d'usages vers l'électricité¹³¹.

Dans ce contexte, il est utile de suivre le développement des différents modes d'électrification, dont les effets devraient devenir visibles sur la consommation d'électricité dans les années à venir.

L'analyse détaillée ici se concentre sur trois secteurs qui représentent ensemble 68 % des émissions territoriales de la France et 71 % de la consommation finale d'énergie^{132,133} : les transports (31 % des émissions, 30 % de la consommation finale), l'industrie manufacturière (19 % des émissions, 13 % de la consommation finale) et les bâtiments résidentiels et tertiaires (18 % des émissions, 30 % de la consommation finale). L'industrie de l'énergie,

Figure 6.1 : Répartition de la consommation finale d'énergie par secteur en France en 2021, et part de l'électricité dans la consommation finale de chacun des secteurs



127. RTE, *Futurs énergétiques 2050 – chapitre 4 : La production d'électricité* et *Bilan prévisionnel 2023-2035 – Principaux résultats*.

128. RTE, *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, 2019

129. RTE et ADEME, *Réduction des émissions de CO₂ impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035, 2020*

130. RTE, *La transition vers un hydrogène bas-carbone*, 2019

131. En considérant le périmètre de l'empreinte carbone, la contribution de l'électrification était évaluée à environ 35 % dans les *Futurs énergétiques 2050*.

132. Le CITEPA comptabilise les émissions liées à la production d'électricité dans le secteur Industrie de l'énergie. Ici, pour que la comparaison entre part des émissions et part de la consommation finale d'énergie soit valide, c'est donc la consommation finale d'énergie hors électricité de chacun des secteurs qui est considérée.

133. CITEPA, *Rapport Secten 2023* et Ministère de la transition écologique – SDES, *Bilan énergétique de la France en 2022* ; calculs : RTE.

Figure 6.2 : Répartition des émissions de gaz à effet de serre par secteur en France en 2021



Dans la méthodologie utilisée par le CITEPA, les émissions liées à l'utilisation de l'énergie (notamment, combustion des combustibles) sont comptabilisées au sein des émissions de chaque secteur. L'électricité ne génère pas d'émissions en phase d'utilisation : les émissions liées à la production d'électricité sont comptabilisées dans l'agrégat « Production et transformation d'énergie ».

Source : CITEPA, Rapport Secten 2023.

elle, représentait en 2021 environ 10 % des émissions territoriales. La moitié de celles-ci est liée à la production d'électricité, qui est déjà largement décarbonée (voir chapitre Émissions), bien que des progrès soient encore possibles ; l'autre moitié

provient essentiellement du raffinage de pétrole, du chauffage urbain et de la valorisation énergétique des déchets. Le reste des émissions territoriales de la France provient de l'agriculture (77 Mt_{CO_{2eq}}, 18 %) et du traitement des déchets (15 Mt_{CO_{2eq}}, 4 %).

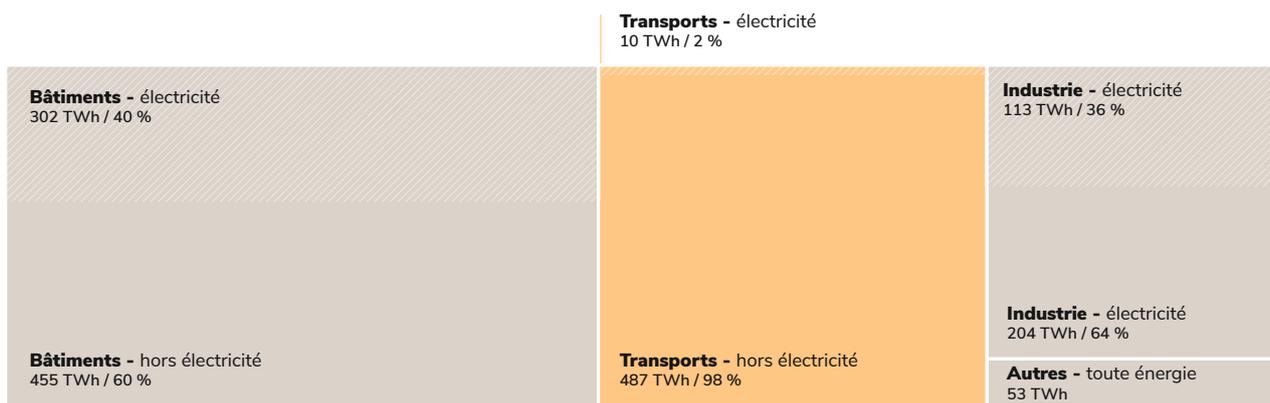
6.1 Le marché des véhicules électriques est en progression, mais leur part dans le parc français reste faible

6.1.1 Enjeux et contexte

Le secteur des transports est de loin le premier émetteur de gaz à effet de serre en France : 31 % des émissions territoriales en 2021. Le transport routier représente à lui seul 29 % des émissions territoriales du pays.

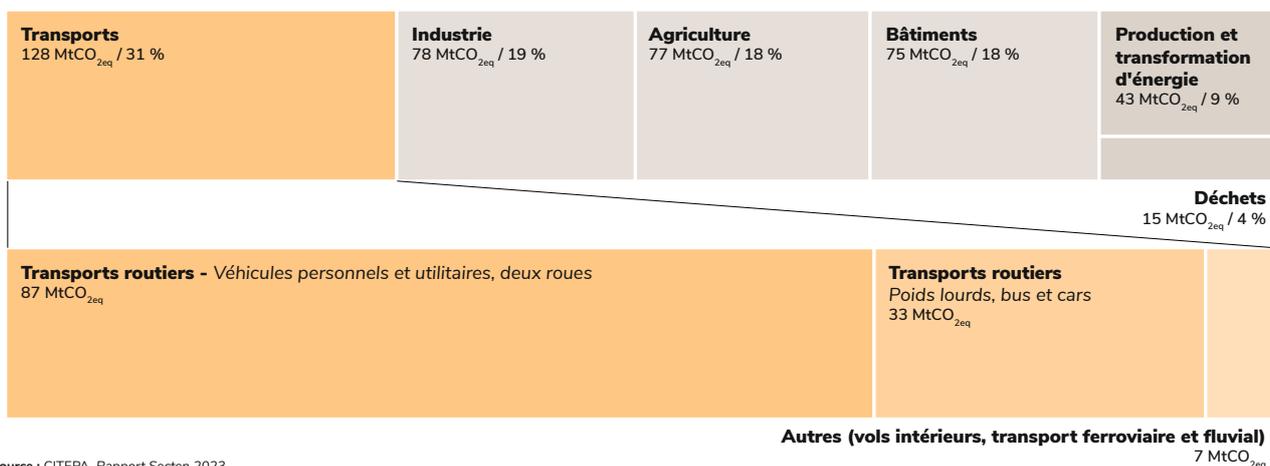
Il existe deux grands axes pour décarboner le secteur des transports : la décarbonation de l'énergie et la réduction des consommations. Dans le premier cas, l'électrification est un des leviers principaux et le plus efficace pour se substituer aux énergies fossiles, mais dans certains usages comme la mobilité lourde ou encore l'aérien, ce vecteur n'est pas nécessairement le plus adapté. La réduction des consommations d'énergie, quant à elle, peut se faire à travers le renouvellement du parc avec des véhicules plus performants mais aussi à travers des mesures de sobriété. Le report modal, par exemple,

Figure 6.3 : Consommation finale d'énergie des transports en France en 2021, et part de l'électricité dans la consommation finale du secteur



Source : Ministère de la transition écologique - SDES, Bilan énergétique de la France en 2022.

Figure 6.4 : Décomposition des émissions des transports par sous-secteur, en France en 2021



Source : CITEPA, Rapport Secten 2023.

en fait partie ; il concerne à la fois le transport de passagers, avec la réduction de la part de la voiture individuelle au profit de celle des transports en commun, du vélo, de la marche ou d'autres modes dits « doux », et le transport de marchandises, avec la réduction de la part des poids lourds au profit de celles du transport ferroviaire ou fluvial. La taille et le poids des véhicules, le covoiturage ou encore la réduction des déplacements permettent également de réduire les consommations et donc les émissions. Ce dernier levier est largement dépendant des transformations en ce qui concerne l'aménagement du territoire, l'organisation du travail ou encore les modes de production et de consommation de biens, en privilégiant la consommation de biens produits localement.

Pour chaque pays, la part accordée aux différents leviers dans la définition des objectifs et des trajectoires de décarbonation dépend de nombreux facteurs comme la géographie (humaine et physique) ou les considérations économiques (importance de l'industrie automobile nationale, structure de l'emploi dans le pays, coût des véhicules électriques, revenus et conditions de financement des ménages, etc.), et, en fin de compte, des choix politiques. En France, les politiques publiques sont aujourd'hui orientées majoritairement vers l'électrification¹³⁴.

S'agissant des véhicules personnels, il existe aujourd'hui des freins à l'électrification à grande échelle, dont le premier est économique : malgré des économies substantielles sur le carburant au cours de toute la durée d'utilisation du véhicule, le coût à l'achat des véhicules électriques personnels reste aujourd'hui élevé par rapport à celui des véhicules thermiques, ce qui réduit la part de la population y ayant accès. Par ailleurs, un marché d'occasion

n'a commencé à se développer que depuis relativement peu de temps (ce qui est normal compte tenu de la durée de vie des véhicules). Un second frein concerne la perception des contraintes liées au passage au véhicule électrique : les craintes restent élevées en matière d'autonomie, même si la capacité des batteries s'améliore, et concernent notamment l'adéquation du réseau de bornes de recharge aux usages¹³⁵.

Pour faciliter l'accès aux véhicules électriques, l'État met en œuvre des subventions à l'achat de plusieurs types¹³⁶ ; aujourd'hui, le marché des véhicules électriques reste toujours dépendant, à un certain degré, de ces subventions¹³⁷. Parallèlement, le développement des infrastructures nécessaires à la généralisation de l'usage des véhicules électriques, c'est-à-dire le développement d'un réseau suffisamment dense de points de recharge publics sur les axes routiers principaux, est encouragé et soutenu¹³⁸.

Les véhicules électriques sont également très exposés aux modifications du contexte géopolitique mondial, avec la montée des protectionnismes, et la remise en cause, par certains acteurs, du libre-échange ; ces modifications reconfigurent les chaînes de valeur et donc les données économiques du problème (voir également 6.3 Industrie). Un autre point d'attention, plus spécifique et découlant du premier, concerne la compétition pour les ressources, notamment minérales, qui sont nécessaires à la transition énergétique. Un exemple, qui touche particulièrement la décarbonation des transports, est le lithium, qui intervient dans la fabrication des batteries lithium-ion, et dont la production et la transformation sont aujourd'hui concentrées dans quelques pays¹³⁹. Pour l'Europe, la décarbonation du secteur nécessitera de trouver le bon équilibre entre

134. Voir par exemple [le projet de Stratégie française énergie-climat](#), mis en consultation publique en novembre 2023, spécifiquement la partie n° 4 « Les 5 objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie », et les orientations présentées dans l'objectif 1 « Baisser nos consommations d'énergie ».

135. Voir l'étude conjointe RTE-Ipsos, [La disposition des Français à changer leurs modes de vie en faveur de la transition énergétique, 2023](#).

136. Deux dispositifs cohabitent : le bonus écologique à l'achat (voir [Code de l'énergie, « Section unique : Aides à l'achat ou à la location de véhicules peu polluants \(Articles D251-1 à D251-13\) »](#) et [Service-Public.fr, Bonus écologique pour une voiture, 2023](#)), et l'aide à la location : [Légifrance, Décret n° 2023-1183 du 14 décembre 2023 relatif à la mise en place d'une aide à la location, pour une durée supérieure ou égale à trois ans, d'une voiture particulière électrique, 2023](#), introduite très récemment.

137. Le tassement de la croissance de la part de marché des véhicules électriques en Allemagne (voir Figure 6.5), immédiatement consécutive à la réforme, fin 2023, des aides à l'achat de véhicules électriques particuliers, tend à appuyer cette affirmation.

138. C'est l'objet, entre autres, du règlement de l'Union européenne sur les infrastructures pour les carburants alternatifs, dit « AFIR », adopté en cours d'année 2023 dans le cadre du paquet Fit-for-55. Voir [Conseil de l'Union européenne, Communiqué de presse, Infrastructure pour carburants alternatifs: le Conseil adopte une nouvelle loi pour accroître le nombre de stations de recharge et de ravitaillement en Europe, 2023](#).

139. Sur les enjeux liés au lithium dans le cadre de la transition énergétique, voir par exemple [Columbia Center on Global Energy Policy, Fact Sheet : Lithium Supply in the Energy Transition, 2023](#) ou RTE, [Futurs énergétiques 2050 – chapitre 12 : L'analyse environnementale, 2022](#).

l'amélioration de la compétitivité économique des véhicules électriques pour favoriser leur déploiement à grande échelle, et la sécurisation des chaînes d'approvisionnement qui aujourd'hui impliquent des acteurs étrangers ayant des intérêts différents (la Chine en premier lieu, mais également, avec des enjeux différents, les États-Unis).

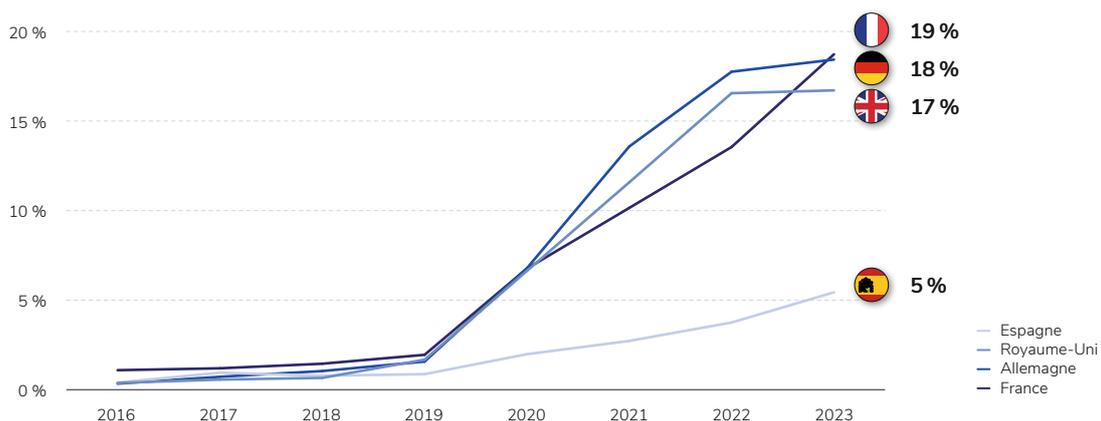
6.1.2 En 2023, la part de marché des véhicules tout-électriques en France a nettement augmenté, et dépasse celles en Allemagne et au Royaume-Uni

En 2023, la part de marché des véhicules tout-électriques¹⁴⁰ en France a nettement progressé. En 2022, elle était de moins de 15 % ; en 2023, elle a atteint 19 %, c'est-à-dire que presque un véhicule sur cinq vendu en France en 2023 était 100 % électrique. Pour la première fois depuis 2019, lorsque les ventes de véhicules électriques étaient encore marginales, cette part a dépassé celle constatée en Allemagne (18 %), où la réforme des subventions à l'achat a conduit à une stagnation de la part de marché, et au Royaume-Uni (17 %), où la part de marché n'a pas

non plus progressé en 2023. En Espagne, la part de marché des véhicules électriques demeure bien plus faible¹⁴¹ : en 2023, elle a été autour de 5 %. **Le nombre de véhicules tout-électriques roulant en France a dépassé en 2023 le million.** Si la part de marché de ces véhicules dans le neuf est un indicateur important, et sa croissance encourageante, il convient de rappeler que le renouvellement du parc automobile, qui est constitué d'environ 40 millions de véhicules en circulation dans le pays, est caractérisé par une certaine inertie¹⁴². Ainsi, la part des véhicules électriques sur le total en France est d'environ 2,5 % (les proportions sont similaires en Allemagne et au Royaume-Uni).

Malgré une place dans le parc encore assez marginale, **les véhicules électriques légers ont déjà permis d'éviter l'émission de 4 Mt_{CO2eq} depuis 2013, dont plus d'un quart (un million de tonnes d'équivalent-CO₂) sur la seule année 2023.** Ce bilan, reposant sur l'hypothèse de batteries fabriquées en Asie, pourrait être encore amélioré si celle-ci étaient fabriquées en France (voir 6.3 Industrie).

Figure 6.5 : Évolution des parts de marché des véhicules tout-électriques dans une sélection de pays européens entre 2016 et 2023



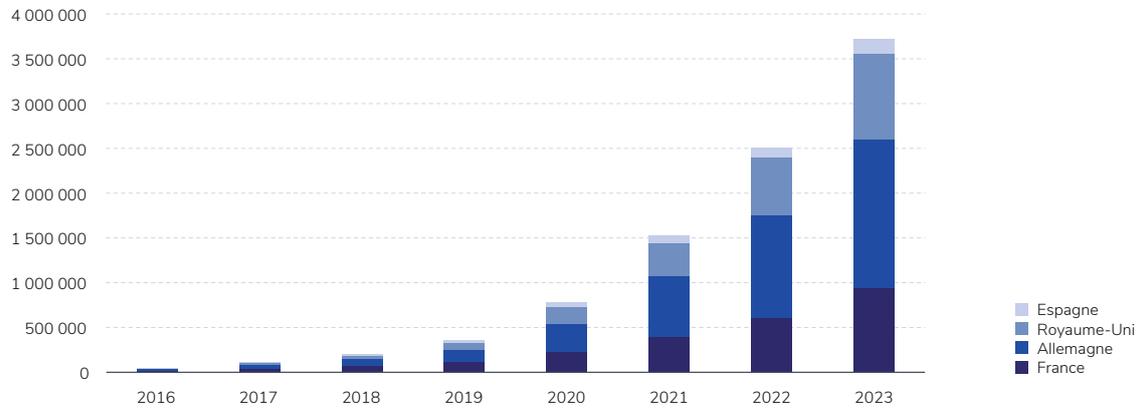
Source : Avere-France, Baromètre des immatriculations ; Argus, European car registrations database

140. Par la suite « véhicule électrique » ou « voiture électrique » seront utilisés par simplicité pour indiquer des véhicules ou voitures 100 % électriques (véhicules hybrides rechargeables exclus, donc).

141. Des possibles explications résident dans le développement des infrastructures de recharge, jugé insuffisant par la filière automobile (*Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones, Informe Anual de Vehículo Electrificado, 2023*) et dans l'accessibilité économique (le PIB/habitant est en général corrélé à la part de marché des véhicules électriques).

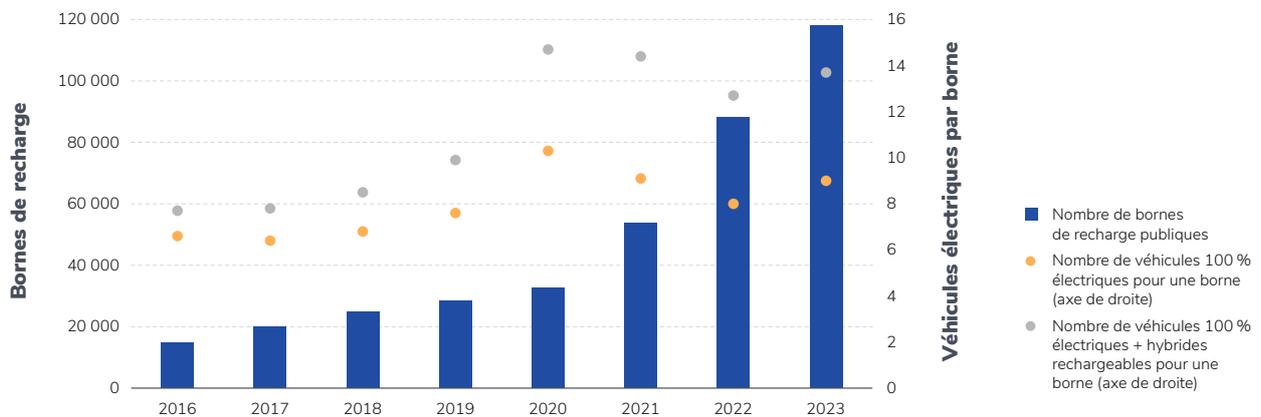
142. La durée de vie d'une voiture est aujourd'hui d'environ 15 ans en France.

Figure 6.6 : Évolution du nombre cumulé de véhicules tout-électriques dans une sélection de pays européens entre 2016 et 2023



Source : Avere-France, Baromètre des immatriculations ; Argus, European car registrations database

Figure 6.7 : Développement des infrastructures publiques de recharge en France entre 2016 et 2023



Source : Avere-France, Baromètre de la recharge ; calculs : RTE

En parallèle, **le développement des infrastructures de recharge s'est poursuivi en 2023**. Le nombre de véhicules par borne publique de recharge installée en France, qui permet d'évaluer l'adéquation du réseau aux besoins, s'est maintenu en dessous du plafond indicatif de 10 véhicules par borne, recommandé

par la Commission européenne. Le règlement AFIR, adopté en 2023 dans le cadre du paquet législatif *Fit-for-55*, définit également un critère de densité spatiale pour les bornes de recharge publiques, d'au moins une borne tous les 60 kilomètres sur le réseau routier européen principal¹⁴³.

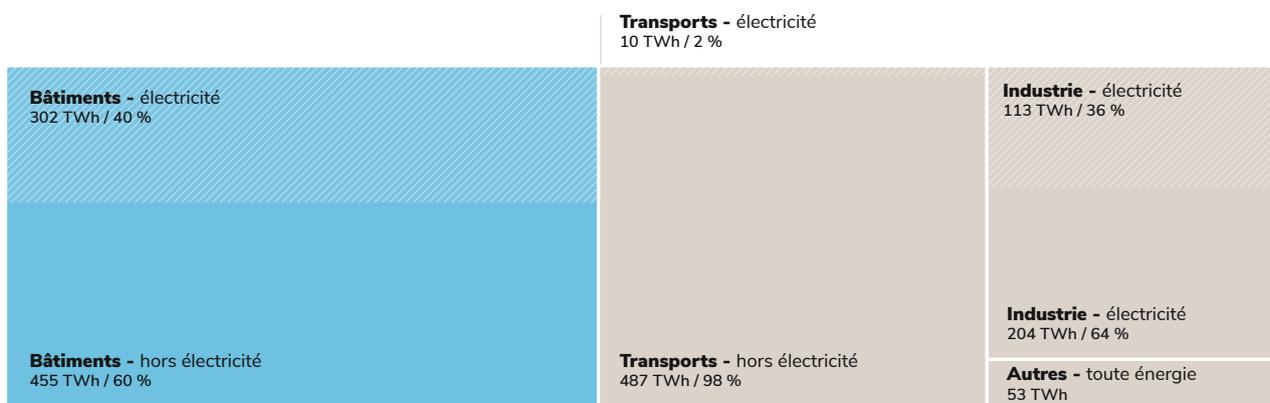
143. Tel que défini formellement dans le règlement sur les réseaux trans-européens de transport (RTE-T, ou TEN-T, en anglais, analogue du règlement sur les réseaux trans-européens d'énergie, le RTE-E ou TEN-E). Voir [European Commission, Trans-European Transport Network \(TEN-T\)](#).

6.2 Décarbonation des bâtiments : une dynamique à amplifier pour atteindre les objectifs publics

L'amélioration de la performance environnementale des bâtiments résidentiels repose essentiellement

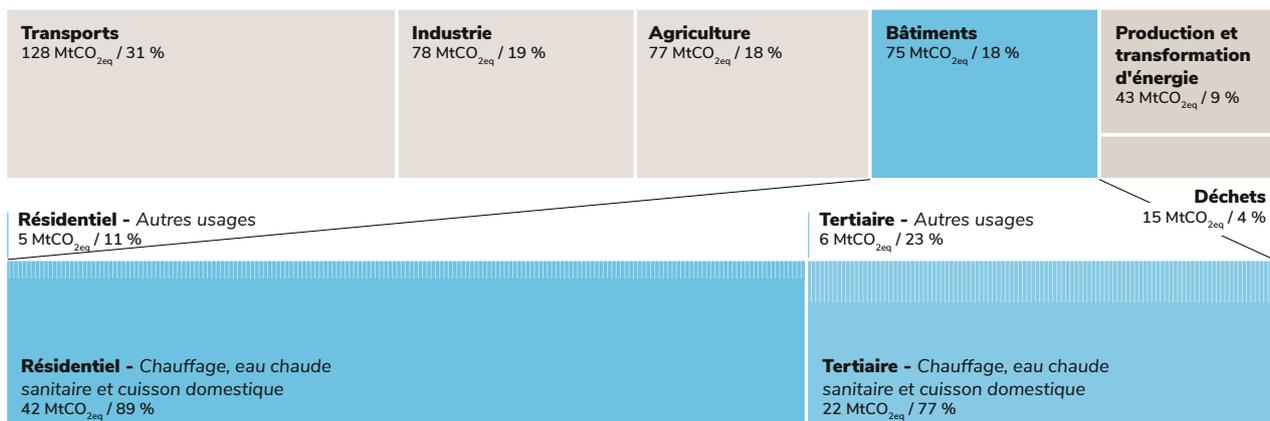
sur deux leviers : le passage à un mode de chauffage bas-carbone (électricité incluse), et la rénovation thermique¹⁴⁴. La mise en œuvre conjointe de ces deux leviers permet d'une part de consommer moins d'énergie et d'autre part d'utiliser de l'énergie bas-carbone pour chauffer un même logement.

Figure 6.8 : Consommation finale d'énergie des bâtiments en France en 2021, et part de l'électricité dans la consommation finale du secteur



Source : Ministère de la transition écologique - SDES, Bilan énergétique de la France en 2022.

Figure 6.9 : Décomposition des émissions des bâtiments par sous-secteur, en France en 2021



Source : CITEPA, Rapport Secten 2023.

144. Selon une analyse réalisée par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023, le passage de modes de chauffage au gaz ou au fioul vers des modes de chauffage bas-carbone, c'est-à-dire essentiellement électrique, représente environ 80 % du gisement de réduction des émissions de gaz à effet de serre du secteur à l'horizon 2035.

6.2.1 En 2022, le chauffage électrique, essentiellement représenté par les pompes à chaleur, est redevenu majoritaire dans le résidentiel neuf

En 2022, pour la première fois depuis 2010, plus de systèmes de chauffage électriques ont été installés dans le parc de bâtiments neufs que de systèmes non-électriques¹⁴⁵. Au cours de la décennie 2010, l'augmentation des ventes de pompes à chaleur avait été plus lente que la diminution des ventes de radiateurs électriques : la part de marché des systèmes électriques avait donc d'abord baissé pour atteindre moins d'un tiers en 2014. La progression des ventes de pompes à chaleur a ensuite permis aux systèmes électriques de redevenir majoritaires dans le neuf en 2022 pour la première fois depuis 2010.

À la différence de 2010, près de 85 % des systèmes de chauffage électrique installés en 2022 étaient des pompes à chaleur, et 15 % des radiateurs ; en 2010, les proportions étaient inversées. Tant que les températures ne descendent pas à des niveaux très faibles (proches de zéro ou inférieurs), les pompes à chaleur sont beaucoup plus efficaces d'un point de vue énergétique que les

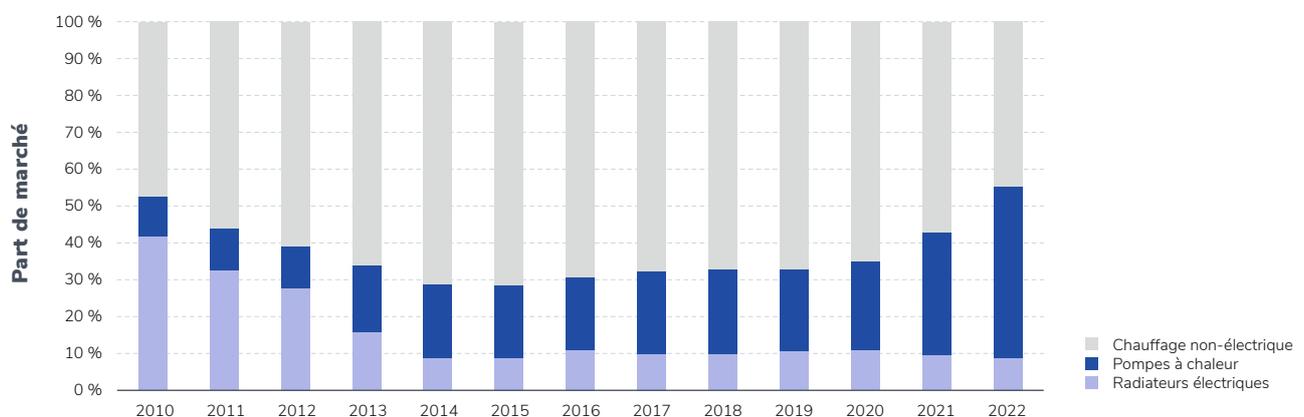
simples radiateurs, ce qui constitue un atout pour la diminution des besoins énergétiques totaux (toutes énergies confondues) dans le cas d'un remplacement d'un système au gaz ou au fioul par une pompe à chaleur¹⁴⁶.

6.2.2 En 2023, le rythme de rénovations thermiques des bâtiments résidentiels a baissé pour la deuxième année consécutive après le maximum de 2021

L'autre levier, fondamental et complémentaire à l'électrification en vue de la décarbonation de la consommation d'énergie pour le chauffage, est l'isolation thermique des bâtiments.

En France, l'aide à la rénovation thermique du parc de logements se matérialise essentiellement par un programme d'aides financières pour les ménages mis en œuvre par l'Agence nationale de l'habitat (Anah). Le nombre annuel de rénovations ainsi que le montant des aides accordées permet de suivre le déploiement du programme. Après un retard accumulé dans les premières années du programme, la dynamique s'est rapidement accélérée à partir de 2021. Sur les trois dernières années, en moyenne, près de 600 000 rénovations par an

Figure 6.10 : Parts de marché des différents modes de chauffage dans les bâtiments résidentiels neufs entre 2010 et 2022



Source : Bati-étude 2023

145. Bati-étude, L'énergie du chauffage, 2023

146. Dans certaines situations très particulières l'installation de pompe à chaleur n'est simplement techniquement pas possible.

Figure 6.11 : Évolution du nombre de rénovations thermiques par an en France, et du montant des aides à la rénovation thermique distribuées par l'Agence nationale de l'habitat entre 2012 et 2023



Source : Agence nationale de l'habitat, Les chiffres clés 2012-2023

ont été réalisées (avec toutefois une baisse deux années de suite en 2022 et en 2023). Ce rythme devra être maintenu sur la période 2024-2030 pour atteindre l'objectif de 370 000 rénovations par an en moyenne sur la période 2015-2030 fixé dans la PPE 2019-2028^{147,148}.

Le nombre total de rénovations menées dans le cadre du programme public de rénovation thermique des bâtiments masque une diversité des types et d'exhaustivités dans les travaux, qui ont des effets différents en ce qui concerne les économies d'énergie et les gains d'efficacité énergétique, et donc in fine les émissions évitées. Les

rénovations dites « d'ampleur » désignent celles qui sont le plus complètes, et ont le plus d'effet. En 2023, celles-ci sont en légère hausse par rapport à 2022, en nombre absolu comme en proportion : 72 000 rénovations complètes en 2023, représentant 13 % de toutes les rénovations énergétiques sur l'année, contre 66 000 en 2022 (10 % du total).

Enfin, s'agissant du secteur des bâtiments, il convient de mentionner un troisième levier important : la sobriété (c'est-à-dire, essentiellement, le fait de baisser la température de consigne pour le chauffage), qui permet de consommer moins.

147. Le gouvernement a récemment fixé, hors PPE, un objectif indicatif de 700 000 rénovations pour 2024.

148. Au sens large, le terme « rénovation thermique » désigne les travaux d'isolation mais peut aussi inclure le remplacement du système de chauffage. Les chiffres de l'Agence nationale de l'habitat, présentés ici, ne distinguent pas les deux.

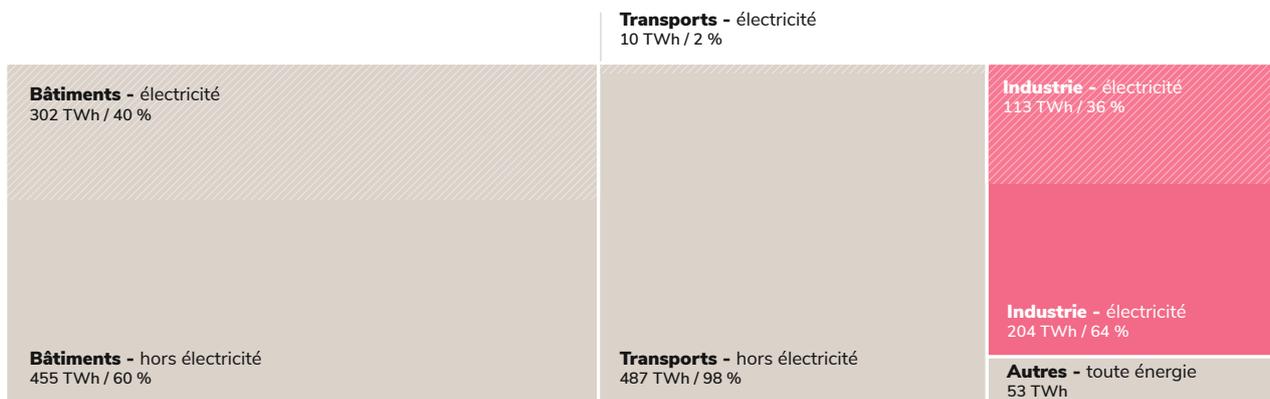
6.3 L'électrification de l'industrie, un levier indispensable pour accompagner la réindustrialisation de la France

Malgré une baisse relative de son poids dans les émissions territoriales de la France au cours des dernières décennies, l'industrie représente toujours une part importante des de celles-ci : **aujourd'hui, le secteur industriel est le deuxième secteur le plus émetteur**

de gaz à effet de serre en France et il représente environ un v des émissions territoriales.

Les émissions industrielles sont principalement liées à l'activité de quelques secteurs, qui sont aussi, par ailleurs, des grands consommateurs d'énergie. En particulier, les secteurs de la chimie, des minéraux et de la métallurgie représentent chacun environ 5 % des émissions territoriales françaises : leur décarbonation est un enjeu important pour la France. Dans

Figure 6.12 : Consommation finale d'énergie de l'industrie en France en 2021, et part de l'électricité dans la consommation finale du secteur



Source : Ministère de la transition écologique - SDES, Bilan énergétique de la France en 2022.

Figure 6.13 : Décomposition des émissions de l'industrie par sous-secteur, en France en 2021



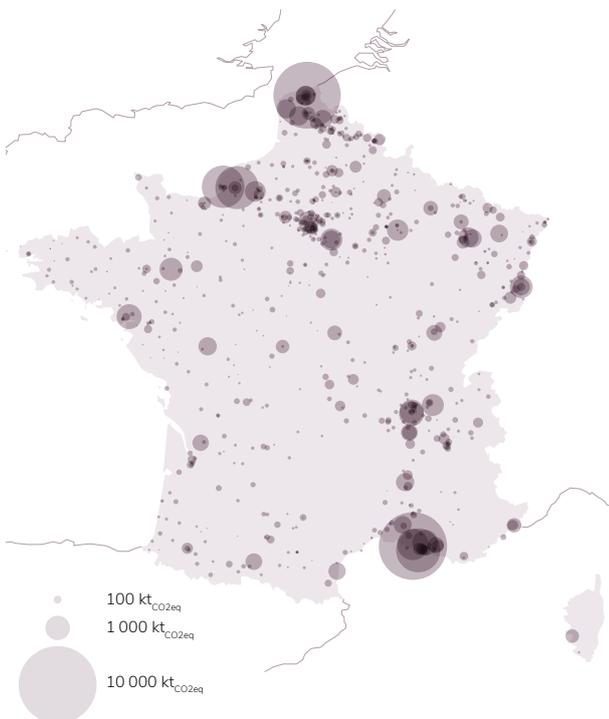
Source : CITEPA, Rapport Secten 2023.

le cadre du plan « France 2030 », des feuilles de route ont été élaborées pour chaque filière détaillant l'ensemble des mesures envisagées par les industriels pour réduire leurs émissions.

Les complexes industriels correspondant à ces secteurs sont concentrés dans quelques zones situées dans les Hauts-de-France, en Normandie, dans la vallée du Rhône et dans les Bouches-du-Rhône. Ainsi, les émissions sont avant tout concentrées sur une cinquantaine de sites industriels, qui produisent à eux-seuls 55 % des émissions de toute l'industrie. Dans le cadre de la planification écologique, le gouvernement a mis en place des « contrats de transition écologique »¹⁴⁹ avec les 50 sites industriels les plus émetteurs, afin de suivre leurs engagements de décarbonation.

La décarbonation de l'industrie présente un enjeu supplémentaire : celui de s'assurer que la croissance de la consommation énergétique industrielle qu'induit l'implantation sur le territoire des futurs sites industriels dans le cadre de la réindustrialisation du pays envisagée par les pouvoirs publics¹⁵⁰ soit satisfaite par des énergies bas-carbone. Cette ambition est portée entre autres, au niveau national, par la Loi sur l'industrie verte¹⁵¹ et, au niveau de l'Union européenne, par le Net-Zero Industry Act¹⁵², ainsi que par des plans de financement : France Relance (en réaction à la crise sanitaire) et France 2030, dotés d'une enveloppe de 35 et 54 milliards d'euros respectivement. L'objectif de ces outils réglementaires et législatifs est à la fois de relocaliser une partie de la production industrielle mais aussi de développer de nouvelles filières, dont la production de batterie et de l'hydrogène décarboné sont deux exemples.

Figure 6.14 : Localisation des industries émettrices de gaz à effet de serre sur le territoire français



6.3.1 L'électrification de l'industrie et la réindustrialisation du pays marqueront une rupture nette de la tendance des 30 dernières années

La période entre 1970 et 1990 a été caractérisée, en France, par une augmentation de la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie du secteur industriel. Cette augmentation n'est pas assimilable à une électrification au sens où on l'entend aujourd'hui dans le cadre de la transition énergétique, c'est-à-dire à un transfert d'usages des énergies fossiles vers l'électricité. Il s'agit avant tout d'une conséquence de l'évolution de la composition du tissu industriel français, avec notamment la délocalisation à l'étranger de certaines productions très énergivores et polluantes et l'augmentation, en conséquence, du poids relatif des industries où la part de l'électricité dans la consommation était plus élevée.

Par la suite, entre les années 1990 et 2005, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie dans l'industrie a d'abord légèrement augmenté, puis est restée relativement stable, avant une nouvelle augmentation en 2022. La

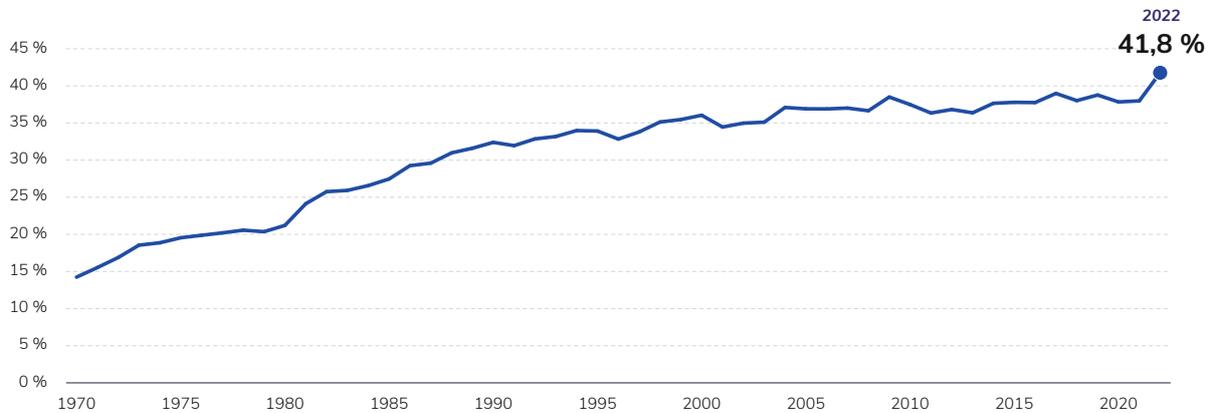
149. entreprises.gouv.fr. Contrats de transition écologique des 50 sites industriels les plus émetteurs, 2023

150. Gouvernement. Accélérer la réindustrialisation de la France, 2023

151. Ministère de l'Économie. Que contient la loi industrie verte ? 2023

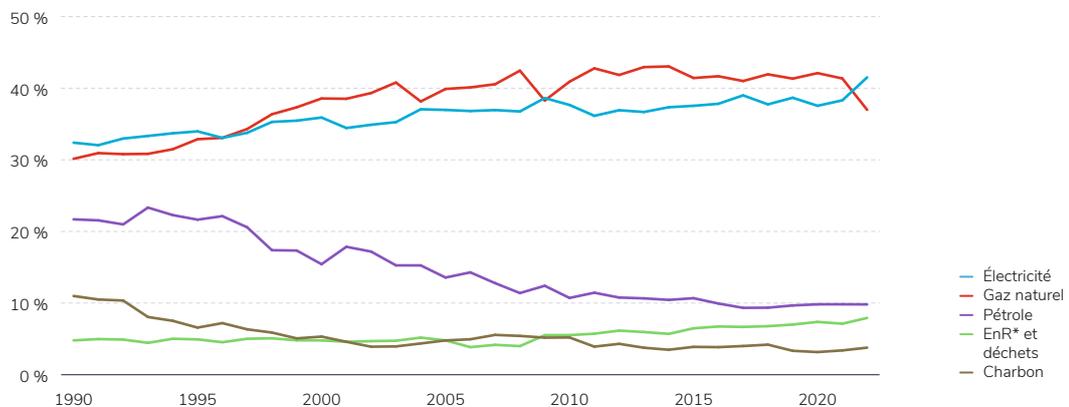
152. European Commission. The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality, 2023

Figure 6.15 : Part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie de l'industrie (hors chaleur vendue, hors usage matière première), entre 1970 et 2022



Sources : Ministère de la transition écologique - SDES, Bilan énergétique de la France 2022 ; calculs : RTE

Figure 6.16 : Évolution de la part des différentes énergies dans la consommation finale d'énergie de l'industrie, hors chaleur, entre 1990 et 2022



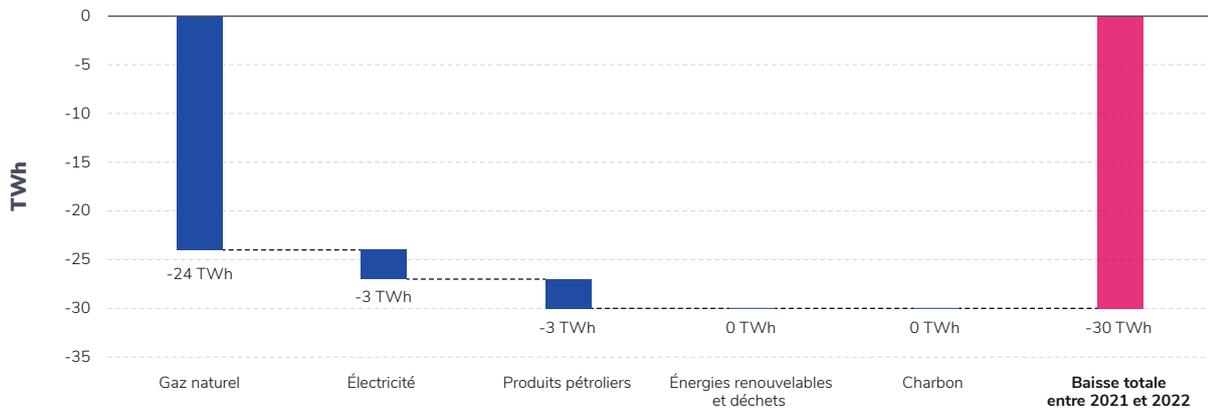
Source : Ministère de la transition écologique - SDES, Bilan énergétique de la France 2022 ; calculs : RTE

relative stagnation depuis les années 2000 est le résultat de plusieurs effets opposés : d'une part une légère progression de l'électrification, d'autre part une poursuite de l'évolution de la structure du tissu industriel français.

La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie de l'industrie a atteint en 2022 son plus haut niveau historique. Elle est redevenue, pour la première fois depuis 2009 où elle devançait le gaz

de très peu, l'énergie la plus consommée par l'industrie française, devant le gaz et bien devant le pétrole, les énergies renouvelables, les déchets et le charbon. Cette première place est le résultat de la contraction plus importante de la consommation de gaz naturel du secteur industriel, par rapport à celle de l'électricité, entre 2021 et 2022. En effet, les prix du gaz ont connu en 2022 une augmentation plus significative encore que les prix de l'électricité.

Figure 6.17 : Décomposition de la baisse de consommation finale d'énergie de l'industrie entre 2021 et 2022 par type d'énergie



Source : Ministère de la transition écologique - SDES, Bilan énergétique de la France 2022 ; calculs : RTE

À moyen terme, lorsque cela est possible et pertinent, les procédés utilisant des combustibles fossiles devront être remplacés par des procédés utilisant de l'électricité dans l'objectif de diminuer les émissions de l'industrie. À titre d'exemple, l'entreprise ArcelorMittal a annoncé vouloir remplacer les hauts-fourneaux de ses usines sidérurgiques de Dunkerque et de Fos-Sur-Mer, qui fonctionnent au charbon, par des fours électriques¹⁵³. Il convient de souligner que, au contraire des secteurs du bâtiment et du transport, où l'enjeu réside en le passage à l'échelle et l'adoption massive de technologies déjà utilisées, l'électrification de l'industrie présente des défis techniques et économiques spécifiques à chaque procédé, voire à chaque site.

Grâce à son mix électrique déjà largement décarboné, la France possède actuellement un avantage comparatif (économique et climatique) en matière de production d'électricité, ce qui représente une fenêtre d'opportunité en matière d'investissement dans l'appareil industriel au cours des prochaines années. Ainsi, l'électrification directe des procédés industriels qui peuvent l'être peut entraîner une diminution directe des émissions de certaines de ces industries.

Pour certains procédés qui ne peuvent être électrifiés, le recours à de l'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse est l'option privilégiée, ce qui se traduira tout de même par une augmentation des consommations d'électricité (il s'agit d'une électrification indirecte), avec des enjeux concernant la flexibilité de leur consommation (voir le chapitre *Flexibilités*).

6.3.2 L'électrification indirecte de l'industrie reposera sur l'hydrogène bas-carbone, un vecteur dont le passage à l'échelle présente des enjeux significatifs

La production d'hydrogène bas-carbone est indispensable pour permettre la décarbonation des secteurs industriels dont l'électrification complète est impossible ou n'est pas pertinente¹⁵⁴, ce qui devrait entraîner une hausse considérable de la demande pour ce vecteur énergétique. L'hydrogène est aujourd'hui produit essentiellement par vaporeformage du méthane, ce qui entraîne des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. L'utilisation de procédés alternatifs, comme l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité bas-carbone, est donc nécessaire pour atteindre les objectifs de décarbonation.

153. ArcelorMittal, 1,7 milliard d'investissements pour accélérer la décarbonation, 2022

154. Essentiellement pour des raisons techniques : certains procédés industriels nécessitent, par exemple, des températures très élevées, qui ne peuvent pas être atteintes à l'aide des systèmes fonctionnant à l'électricité. C'est le cas de la production d'ammoniac, par exemple.

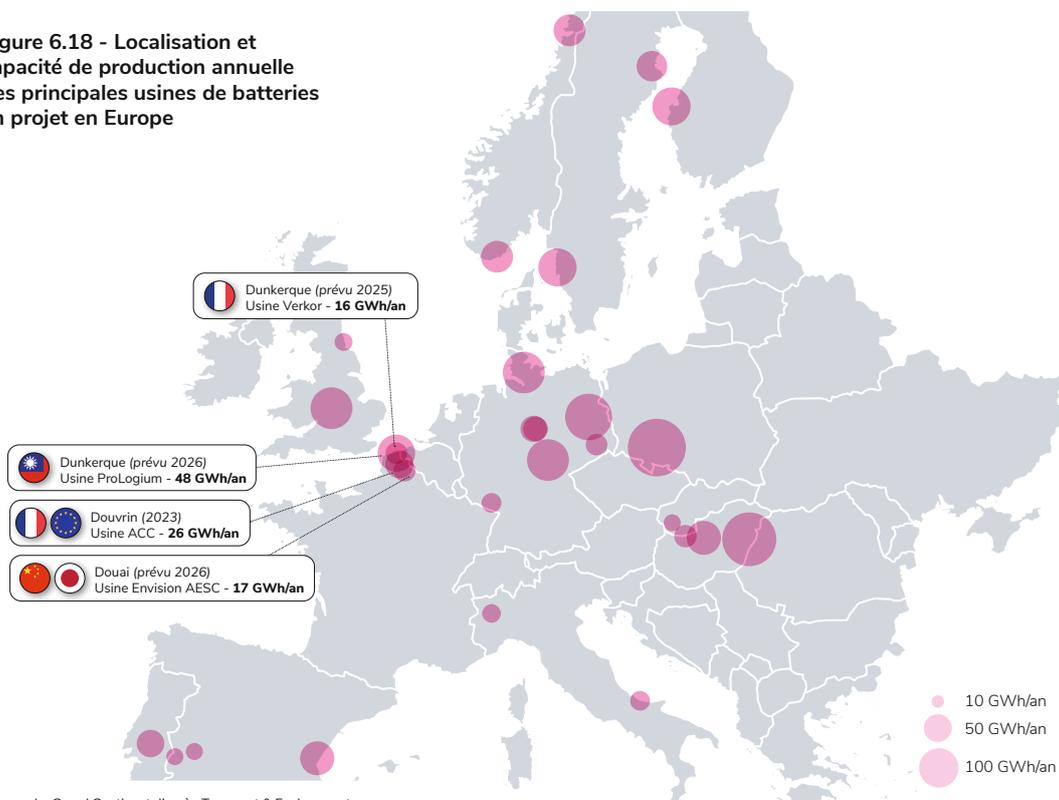
Q FOCUS

Les usines de batteries, une incarnation de l'ambition française et européenne de réindustrialisation

Le plan France 2030 comprend une stratégie nationale « Batteries », dont le but est d'accompagner le développement d'une filière française de production de batteries. Selon cette trajectoire, la France devrait disposer à cette échéance d'une capacité de production de 120 GWh/an de batteries. Les projets actuellement existants, tous situés dans les Hauts-de-France, représentent déjà, à terme, une capacité totale de 107 GWh/an. Les premières batteries produites en France devraient sortir d'usine en 2024.

Le soutien à cette filière, contribue au développement de la mobilité électrique et à soutenir l'industrie du transport, puisque la production de batteries en est un composant essentiel, et concentre une part importante de la valeur ajoutée de la production d'un véhicule. Des acteurs traditionnels de l'automobile sont d'ailleurs impliqués dans ces projets, parfois directement comme dans le cas de l'usine ACC (Automotive Cell Company, une co-entreprise de Stellantis, Saft et Mercedes), et parfois indirectement comme dans le cas de l'usine Envision AESC, entreprise sino-japonaise, qui fournira les usines de Renault.

Figure 6.18 - Localisation et capacité de production annuelle des principales usines de batterie en projet en Europe



Cependant, la capacité de la France et de l'Europe à développer la production d'hydrogène bas-carbone à une grande échelle, aux rythmes nécessaires, est l'objet d'incertitudes fortes, tant du point de vue économique que de la stratégie industrielle, notamment, pour s'assurer de la compétitivité économique de cette filière par rapport aux autres sources d'approvisionnements (autres procédés plus émetteurs, importations et gisements naturels).

Afin de structurer cette filière, dans le cadre de la stratégie française sur l'hydrogène publiée en 2020¹⁵⁵, le gouvernement a annoncé un objectif d'installation d'électrolyseurs pour une capacité à la hauteur de 6,5 GW à l'horizon 2030. Pour cela, une enveloppe de 9 Md€ est prévue pour soutenir les investissements dans la filière sur la période 2020-2030. Aujourd'hui, selon les premières orientations

soumises à consultation en novembre 2023 dans le cadre de la préparation de la prochaine Stratégie française énergie-climat, 300 MW ont déjà bénéficié d'un soutien depuis 2020, et de 2,5 GW de capacités supplémentaires devraient être mises en service dans les prochaines années.

La production d'hydrogène représente aussi un enjeu majeur pour le système électrique. Selon les estimations élaborées par RTE dans le *Bilan prévisionnel 2023*, la consommation d'électricité des électrolyseurs pour la production d'hydrogène en France pourrait atteindre 65 TWh dans le scénario de référence¹⁵⁶. Plus généralement, l'électrification de l'industrie nécessitera également d'adapter les infrastructures de transport d'électricité afin qu'elles puissent soutenir la croissance de la consommation des sites industriels, et ce à un rythme très élevé¹⁵⁷.

¹⁵⁵. [Gouvernement, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, 2020](#)

¹⁵⁶. Dans le scénario « A-référence ». Voir RTE, *Bilan prévisionnel 2023-2035 – chapitre 4 : Les scénarios*

¹⁵⁷. [Vie publique, Loi du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte, 2023](#)

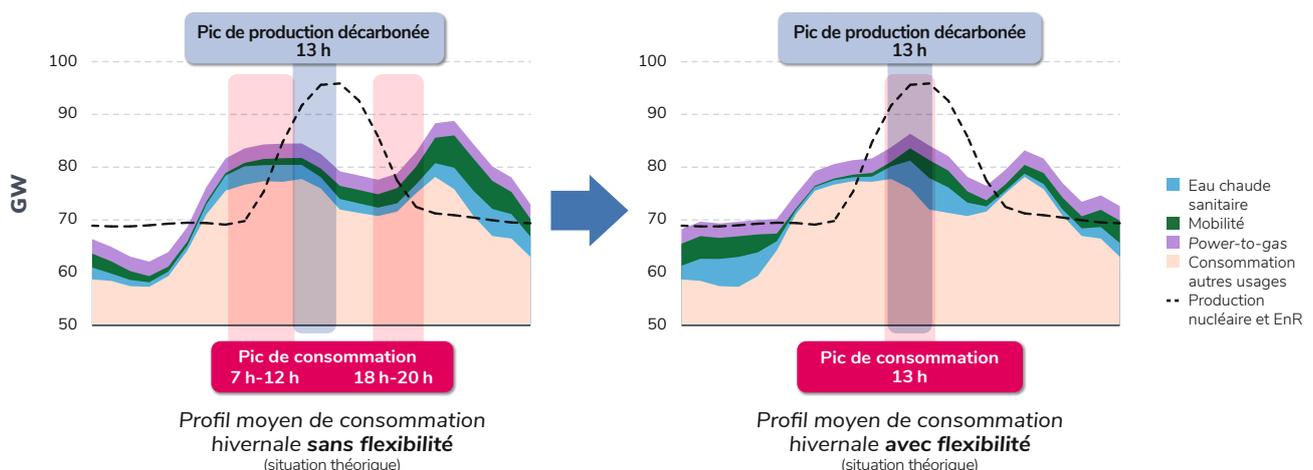
7. Une augmentation des besoins de flexibilité sous l'impulsion du développement des énergies renouvelables

Dans un système électrique où la plupart des moyens de production sont pilotables, comme cela a longtemps été le cas en France et en Europe, le maintien de l'équilibre entre offre et demande d'électricité à tout moment est assuré par l'adaptation de la sollicitation des différents moyens de production aux variations de la consommation. Ainsi, dans le dimensionnement du mix de production français, la production nucléaire a en général répondu aux besoins de base¹⁵⁸, complétée par des moyens de semi-base ou de pointe (en général de type thermiques fossiles) pour couvrir les augmentations de consommation sur des périodes plus ou moins longues, notamment au cours de l'hiver. Ces moyens, caractérisés par une moindre inertie que le nucléaire, permettent également de faire face à des aléas concernant la production ou la consommation, en temps réel. Les échanges avec les pays

voisins ont complété le cadre, permettant d'optimiser le fonctionnement du système européen en profitant de la relative désynchronisation des pics de consommation dans les différents pays¹⁵⁹. Des adaptations de la consommation ou le recours à des moyens de stockage ont également contribué à assurer l'équilibre entre offre et demande, mais dans une mesure moindre par rapport à la flexibilité de la production.

Cette situation évolue progressivement avec le développement de la production renouvelable variable et non pilotable, éolienne et solaire notamment, qui dépend des conditions météorologiques. Dans ce contexte, l'équilibre entre offre et demande nécessitera de plus en plus une adaptation de la consommation à la variabilité de la production, ainsi que le développement de solutions de stockage

Figure 7.1 : Illustration (prospective) de l'effet des flexibilités sur le placement de la consommation lors des pics de production décarbonée



158. Même si, compte tenu de la part importante dans le mix, le nucléaire français a toujours modulé sa production dans une certaine mesure pour s'adapter aux variations de consommation. Dans d'autres pays, la production nucléaire a historiquement été caractérisée par un fonctionnement « en base » pratiquement constant au fil du temps.

159. Par exemple, les pics de consommation sont souvent atteints au cours de l'été en Italie, du fait de la climatisation, et en hiver en France, du fait du chauffage électrique.

(batteries pour le très court terme, power-to-gas pour le stockage inter-saisonnier, etc.). La production pilotable doit alors assurer la couverture de l'écart entre le niveau de consommation et celui de la production non pilotable¹⁶⁰ à chaque instant (consommation résiduelle).

La flexibilité de la consommation représente donc un enjeu primordial dans la gestion d'un système électrique avec une forte part d'énergies renouvelables. Elle permet d'optimiser le fonctionnement du système, en positionnant la consommation lorsque la production décarbonée (renouvelable et nucléaire) est abondante, ce qui permet de la couvrir par une production à faible coût et bas-carbone, et de réduire la consommation lorsque le recours aux unités de production thermiques fossiles, plus coûteuses et polluantes, serait nécessaire.

Le développement des nouveaux usages de l'électricité, avec l'électrification de consommations

aujourd'hui largement couvertes par des combustibles fossiles (mobilité, procédés industriels, chauffage) présente un enjeu important en matière de flexibilité du système. En effet, il s'agit de volumes importants de consommation additionnelle, mais qui seront au moins en partie pilotables. En effet, 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, grâce à la possibilité de stockage : dans les batteries des véhicules électriques, ce qui permet de décaler dans une certaine mesure la recharge, de l'hydrogène produit, stockable dans des infrastructures adaptées, ou encore grâce à l'inertie thermique des bâtiments permettant d'accumuler de la chaleur. Ces nouveaux usages représentent ainsi une opportunité pour flexibiliser le profil de consommation et optimiser le fonctionnement du système.

¹⁶⁰. Productions éolienne, solaire, hydraulique au fil de l'eau.

7.1 Différents besoins et solutions de flexibilité

Les productions éolienne et solaire sont caractérisées par des grandes tendances saisonnières : les vents sont en général plus forts à l'automne et en hiver qu'en été, alors que le printemps et l'été bénéficient d'un meilleur ensoleillement grâce à des journées plus longues. Par ailleurs, le profil journalier de production solaire est connu et dépend du cycle jour/nuit, mais la production effective au cours d'une journée peut varier en fonction des conditions météorologiques. De même pour la production éolienne, qui ne présente pas de profil caractéristique sur une journée et dépend des conditions de vent ponctuelles. Ainsi, la production de ces filières est difficilement prévisible longtemps à l'avance : la qualité des prévisions s'améliore en se rapprochant du temps réel, étant bien meilleure un ou deux jours avant le jour considéré, qu'une ou deux semaines avant.

Le développement de ces filières de production non pilotables entraîne en conséquence une augmentation des besoins de flexibilité du système, qui seront amenés à évoluer fortement à moyen et long terme¹⁶¹. Ces besoins correspondent aux puissances pilotables qu'il est nécessaire de mobiliser pour assurer l'équilibre entre offre et demande d'électricité à chaque instant. Ils contiennent donc deux dimensions : celle de la puissance instantanée, et celle de la durée pendant laquelle il faut la mobiliser (quelques minutes, quelques heures, quelques journées ou des horizons plus longs), ce qui correspond au déplacement dans le temps d'un certain volume d'énergie consommée ou produite.

L'analyse de la variation de la consommation résiduelle au cours du temps permet d'identifier différents types de besoins de flexibilité selon les horizons de temps suivants :

- **intra-journalier** : variations entre les heures d'une même journée. La production d'origine photovoltaïque induit notamment de fortes variations de consommation résiduelle entre le jour et la nuit ;
- **intra-hebdomadaire** : variations entre les jours d'une même semaine. Notamment, la

consommation totale, et donc la consommation résiduelle, varie fortement entre les jours ouvrés et les week-ends ; par ailleurs, la production éolienne peut présenter des variations, parfois brusques, entre un jour et l'autre ;

- **inter-hebdomadaire** : variations entre les semaines d'une même saison (été ou hiver) qui sont majoritairement le résultat des aléas climatiques (températures, vent) ;
- **inter-saisonnier** : variations entre l'été et l'hiver ;
- **inter-annuel** : variations entre une année et l'autre, qui dépendent notamment des conditions météorologiques (niveau de température par rapport aux normales, niveau de production éolienne...).

Différents types de flexibilités permettent d'adresser ces 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 :

1. **Les flexibilités structurelles et régulières** : elles représentent l'essentiel des besoins de flexibilités et dont les besoins sont largement prévisibles (forme naturelle de la courbe de charge, production solaire en journée...). L'enjeu réside dans le positionnement de la consommation lorsque l'électricité bas-carbone est disponible. Il s'agit de modifier les courbes de charge sur la durée ;
2. **Les flexibilités dynamiques** : elles adressent des besoins prévisibles de quelques jours à l'avance jusqu'à l'infra-journalier, notamment en réaction aux incertitudes liées à la production éolienne et à la thermo-sensibilité de la consommation ;
3. **Les flexibilités d'équilibrage** : elles viennent remédier aux aléas (pannes, incidents) ou aux incertitudes (liées à la météo en particulier) liées à 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 ;
4. **Les flexibilités de sauvegarde** : elles 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 les journées et heures les plus à risque signalées par le dispositif écoWatt.

161. RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035, 2023

Figure 7.2 : Différents types de flexibilités, en fonction du besoin et de la temporalité



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.

7.2 La courbe de charge résiduelle, un indicateur à suivre pour développer efficacement les flexibilités de la demande

La consommation résiduelle se définit à partir de la consommation d'électricité totale, à laquelle on soustrait la production des énergies renouvelables non pilotables (et à coût variable de production nul) : hydraulique au fil de l'eau, solaire et éolienne. Du point de vue de la gestion de l'équilibre entre offre et demande d'électricité, la consommation résiduelle représente donc la consommation qu'il reste à satisfaire par d'autres moyens de production pilotables, aux coûts variables de production plus élevés.

Historiquement, avant le développement significatif des énergies renouvelables variables au cours des dernières décennies, cette consommation résiduelle était assez proche de la consommation totale, la production non pilotable correspondant essentiellement à celle des barrages au fil de l'eau. Il s'agit de barrages hydro-électriques de petites tailles qui exploitent le courant des fleuves et rivières, à la différence des centrales hydrauliques disposant d'un stock d'eau et dont la production est planifiée.

L'écart entre consommation totale et consommation résiduelle s'est amplifié sous l'effet du développement des énergies renouvelables, passant de 12 % en moyenne en 2014 à 24 % en 2023. Cet écart varie au fil des saisons en raison des cycles de production des énergies solaires et éoliennes.

7.2.1 La production solaire provoque une déformation du profil de consommation résiduelle très régulière et d'une amplitude directement liée à la capacité installée

Naturellement, la courbe de production solaire sur une journée est caractérisée par un profil ressemblant à une cloche centrée, en France, sur les heures du début d'après-midi. Comme cette production dépend directement de l'ensoleillement et que celui-ci a un caractère cyclique, la forme de la courbe de production solaire au cours d'une certaine période d'une année donnée ressemblera fortement à celle constatée au cours de la même période d'une autre année, pour peu que les conditions de nébulosité soient proches.

La Figure 7.4 présente l'effet de la production solaire sur la déformation de la consommation résiduelle, pour trois années de la dernière décennie, sur la même semaine de juillet. Elle illustre d'une

Figure 7.3 : Consommation totale (non corrigée des aléas climatiques) et consommation résiduelle au cours des années 2014 et 2023

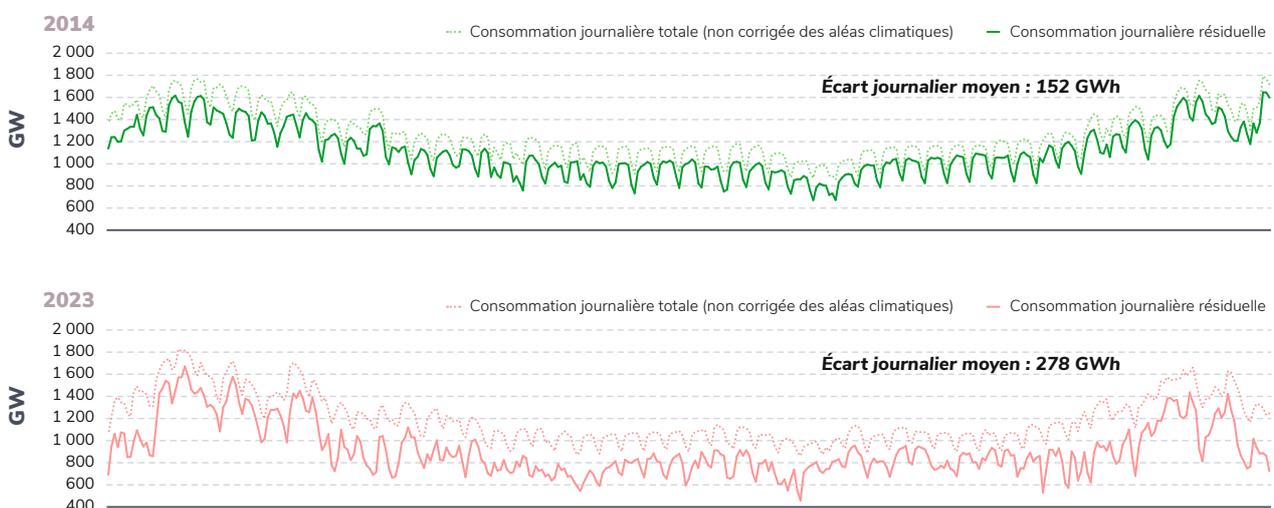
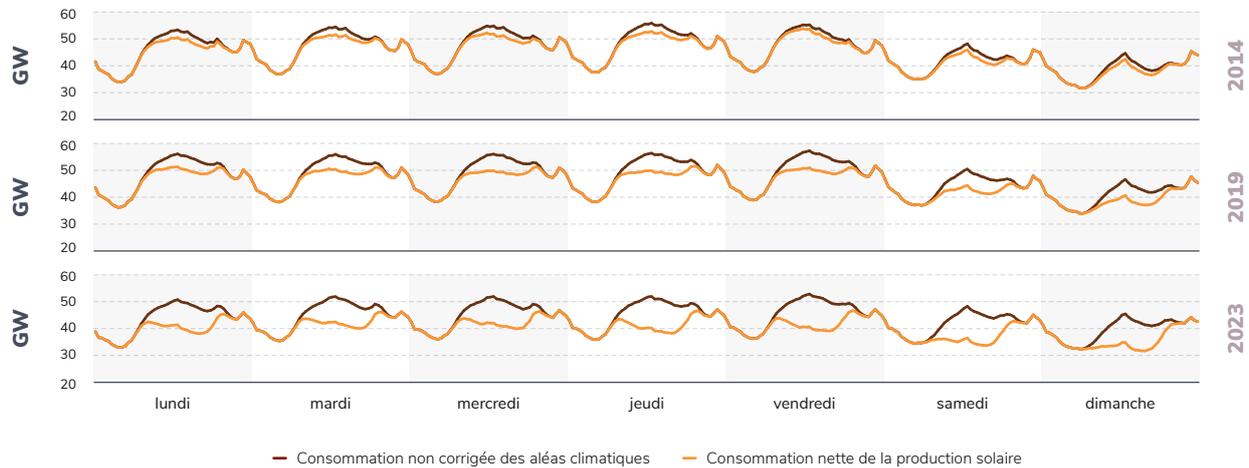


Figure 7.4 : Effet du développement de la production solaire sur la déformation de la courbe de consommation résiduelle, pour une semaine de début juillet



part le caractère régulier de la déformation provoquée par cette source de production d'électricité au fil des années, d'autre part l'augmentation de l'amplitude de la déformation, qui suit la progression du parc de production solaire photovoltaïque installé en France.

Le caractère régulier de cette production rend le recours à la flexibilité de la demande très pertinent, en particulier en ce qui concerne une déformation structurelle et durable de la courbe de consommation grâce au positionnement d'une partie de la consommation dans les heures de début d'après-midi. Ce type de flexibilité peut être accessible via des mécanismes simples et déjà existants et maîtrisés, comme les plages d'heures creuses, qu'il est possible d'adapter au pic de production décarbonée.

7.2.2 La production éolienne provoque une déformation du profil de consommation résiduelle plus variable au fil du temps, dont l'ampleur dépend de la capacité installée et des conditions de vent

L'évolution au fil des années du profil de production éolienne est moins régulière que celle du profil de production solaire : en effet, le facteur de charge

éolien, c'est-à-dire la production à chaque instant rapportée à la capacité installée, peut varier de manière plus importante d'une année à l'autre en moyenne que le facteur de charge solaire. De plus, la production éolienne n'est pas caractérisée par une cyclicité journalière similaire à celle de la production solaire. Cependant, même si les régimes de vent ont un caractère variable, ils présentent tout de même une importante cyclicité saisonnière : en effet, la production éolienne est en général plus forte au cours de l'hiver que pendant l'été, en phase avec le cycle constaté pour la consommation d'électricité en France.

La Figure 7.5 illustre l'effet de la production éolienne sur la déformation de la consommation résiduelle, pour trois années de la dernière décennie, sur la même semaine de mars. En 2014, la production éolienne était très faible au cours de la semaine choisie, en raison d'un facteur de charge bas. La capacité installée représentait autour de 9 GW à l'époque. En 2019 en revanche, l'effet de la production éolienne sur la semaine considérée est bien plus visible, atteignant presque 10 GW en moyenne, pour une capacité installée d'un peu plus de 15 GW. Au cours de la même semaine mais de l'année 2023, la production éolienne a été assez

Figure 7.5 : Effet du développement de la production éolienne sur la déformation de la courbe de consommation résiduelle, pour une semaine de mi-mars

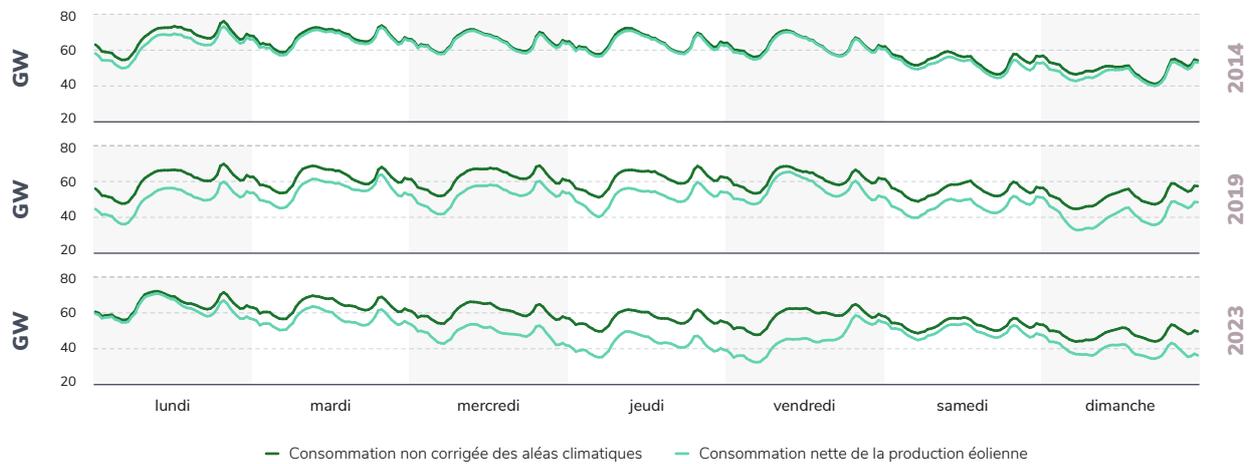
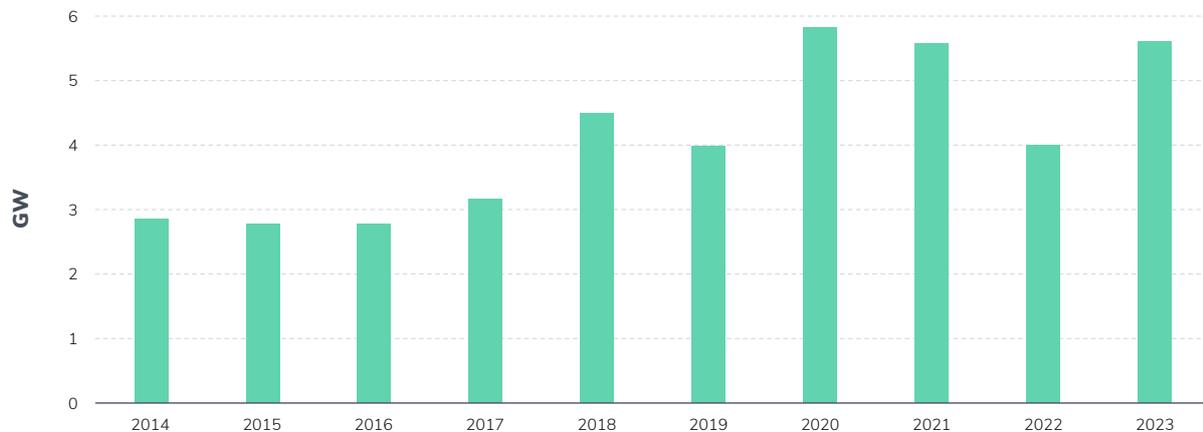


Figure 7.6 : Production éolienne moyenne lorsque le niveau de consommation fait partie des 10 % les plus élevés



variable : relativement faible lors du début et de la fin de la semaine mais très élevée en milieu de semaine, où elle a dépassé les 15 GW (pour un parc installé d'environ 21,5 GW).

Du fait de la variabilité du facteur de charge éolien, l'effet sur la courbe de charge résiduelle de l'augmentation de la capacité installée n'est pas aussi linéaire que pour la capacité solaire. Pour autant, la consommation résiduelle se modifie tendanciellement avec l'augmentation de la capacité éolienne et ses effets seront de plus en plus visibles.

Vu la nature de la production éolienne, les flexibilités qui peuvent être sollicitées pour faire correspondre les profils de production et consommation sont les flexibilités dynamiques, mobilisables à partir de quelques jours avant le temps réel jusqu'à une heure avant, ainsi que les flexibilités d'équilibrage mobilisables au plus proche du temps réel.

En conséquence, la prévision de la production éolienne revêt un enjeu notable pour le fonctionnement du système électrique, notamment pour élaborer les signaux adéquats pour les moyens

de flexibilité Pour une échéance donnée, la prévision de la production éolienne à des mailles territoriales agrégées est plus précise que celle à l'échelle d'un seul parc, puisque cette dernière peut être affectée par des phénomènes agissant très localement, qui sont par nature plus aléatoires et difficiles à anticiper. Ainsi, avec les outils statistiques adaptés, la prévision de production éolienne est un enjeu de plus en plus maîtrisé en ce qui concerne l'exploitation du système électrique.

Même si leur contribution varie au cours de l'année, les énergies renouvelables contribuent désormais de manière significative à la sécurité d'approvisionnement. À titre d'illustration, en moyenne, la production éolienne a été de 5,6 GW au cours des heures ayant des niveaux de consommations faisant partie des 10 % les plus élevés de l'année. En raison des conditions favorables, cette contribution a même été de 8,2 GW lors du pic annuel de 84,2 GW constatée le lundi 23 janvier à 19 h, soit une couverture de presque 10 % de la consommation à ce moment-là.

7.3 La flexibilité de la demande est un levier déjà activé aujourd'hui

Les flexibilités de la demande sont déjà aujourd'hui un levier précieux pour l'équilibre du système électrique, même si leur importance est destinée à s'accroître dans les années à venir. Au cours des années 1980, une transformation significative du mix électrique français a été engendrée par le rapide déploiement de l'énergie nucléaire et du chauffage électrique. Cette transformation a conduit à l'apparition et ensuite à la diffusion de deux catégories majeures de flexibilité de la demande, pilotées par le biais de signaux tarifaires.

Premièrement, une flexibilité structurelle régulière et quotidienne, orchestrée par le biais du signal « heures creuses », auquel les ballons d'eau chaude sanitaire sont directement asservis en large partie. Celle-ci a permis de limiter la consommation lors des pics journaliers et d'optimiser l'utilisation de l'électricité nucléaire disponible pendant la nuit.

Deuxièmement, une flexibilité dynamique portée par des offres tarifaires d'effacement liées à la fourniture, telles que l'« effacement des jours de pointe (EJP) » puis le « Tempo », qui ont été instaurées afin d'encourager les consommateurs à réduire leur consommation lors des jours les plus tendus du point de vue de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, notamment pendant les jours les plus froids. En raison de la tension sur l'équilibre offre-demande au cours de l'année 2022 et de l'hiver 2022-2023, les consommateurs ont été encouragés à choisir ces offres tarifaires : le nombre de clients ayant souscrits à cette offre serait passé de 200 000 à 500 000¹⁶² entre octobre 2022 et octobre 2023.

Depuis 2010, de nouvelles formes d'effacement explicite ont vu le jour à travers des agrégateurs indépendants des fournisseurs d'électricité, représentant environ 3 GW de puissance activable, principalement dans le secteur industriel et marginalement dans le secteur tertiaire. Dans le secteur résidentiel, des acteurs spécialisés dans les effacements explicites ont également émergé, totalisant une capacité d'environ une centaine de mégawatts sur les marchés, avec des perspectives de croissance au cours des prochaines années. Dans le domaine des bâtiments, les effacements sont principalement issus des tarifs EJP et Tempo (valorisés par le fournisseur d'électricité via des offres tarifaires dédiées) et s'élèvent actuellement à 900 MW.

Ces effacements sont mobilisables sur les marchés de gros de l'électricité à travers le dispositif NEBEF ou directement par RTE sur le mécanisme d'ajustement qui assure l'équilibre du système électrique au plus proche du temps réel. À ce titre, les effacements ont représenté un volume de 8,5 GWh en nette diminution par rapport à l'année 2022 lors de laquelle 17,6 GWh avaient été activés.

Enfin, la flexibilité de la demande peut, dans les cas les plus dégradés où la sécurité d'approvisionnement est directement menacée, jouer le rôle de flexibilité de sauvegarde du système électrique dans les situations les plus tendues. C'est notamment l'objectif du dispositif écoWatt qui vise à alerter les consommateurs des périodes de tension du système électrique pour qu'ils diminuent de façon volontaire leur consommation lors de ces périodes afin d'éviter des coupures ciblées et subies par les consommateurs concernés. Le dispositif écoWatt a évolué en 2022 et alerte désormais les consommateurs jusqu'à 3 jours en amont des situations de tension sur le système électrique.

162. Boursorama, EDF satisfait du succès de son option Tempo et des économies d'énergie qu'elle entraîne, 2023



FOCUS

La déployement des flexibilités de la demande doit s'appuyer sur un plan de passage à l'échelle dédié, dont le déployement et l'effet sur la courbe de charge doivent être pilotés

RTE a souligné dans le *Bilan Prévisionnel 2023* la nécessité d'un plan de passage à l'échelle concernant la flexibilité de la demande, pour accompagner la transformation du mix électrique dans la prochaine décennie. Ce plan repose sur trois piliers : un programme industriel de déployement des équipements pour donner aux acteurs les solutions techniques nécessaires afin d'activer leurs leviers de flexibilité, un renforcement des incitations économiques au pilotage pour inciter ces acteurs à mettre à disposition leurs gisements

de flexibilité pour le système électrique, et un suivi des effets de ces flexibilités sur la consommation résiduelle pour s'assurer que ces flexibilités soient activées aux moments les plus opportuns. Certains indicateurs clefs comme le nombre de bâtiments tertiaires équipé d'installations de gestion technique de bâtiments, ou le nombre de consommation résidentielle disposant d'offres valorisant la flexibilité des usages, permettront de suivre la diffusion de ces gisements de flexibilité.

7.4 Les moyens de stockage

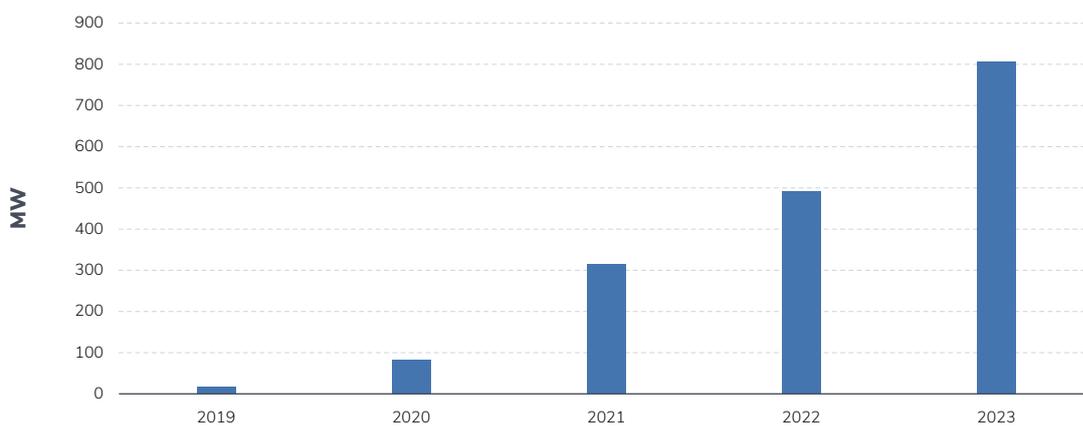
Les moyens de stockage aujourd'hui exploités en France sont principalement les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et, dans une moindre mesure, les batteries.

La contribution des batteries et des STEP journalières à la flexibilité du système électrique se concentre sur l'échelle intra-journalière, puisque ces moyens permettent d'absorber le surplus d'énergie produite au cours de l'après-midi ou de la nuit et de le restituer au moment des pics de consommation du matin et du soir. Du fait de coûts élevés associés à leur capacité de stockage, les batteries 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). Elles peuvent ensuite conserver cette énergie pour la restituer au système quelques heures ou quelques dizaines d'heures plus tard. 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 sur les heures de forte production photovoltaïque) et il est 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 nouvelles études du Bilan prévisionnel 2023-2035.

Les STEP hebdomadaires, grâce à leurs stocks de volumes plus larges, peuvent également être utilisées pour déplacer une partie de l'énergie produite au cours du week-end vers les jours de semaine. Elles peuvent également contribuer à lisser les variations de production éolienne au cours d'une semaine donnée.

Figure 7.7 : Puissance totale des batteries installées en France, en injection, entre 2019 et 2023

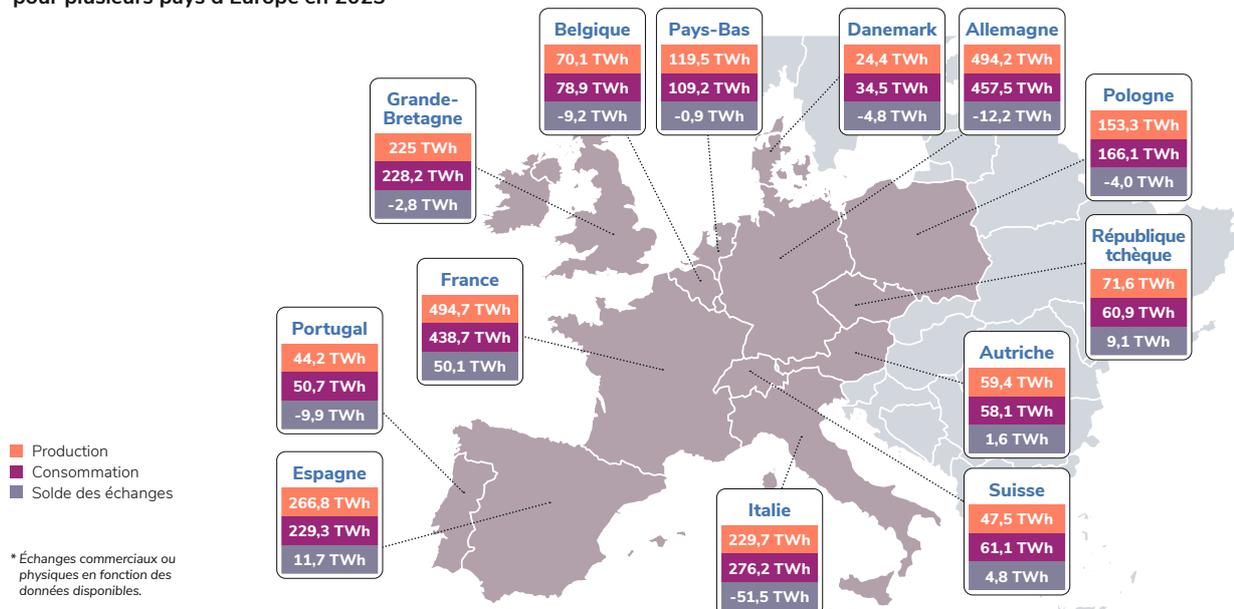


8. Le système électrique européen poursuit sa décarbonation grâce à un développement massif des capacités solaire et éolienne et à la fermeture des centrales à charbon

La crise énergétique de l'année 2022 a été une crise européenne, notamment sous l'effet de l'augmentation des prix du gaz qui se sont répercutés sur les prix de l'électricité dans l'ensemble des pays, entraînant une baisse importante de la consommation, de la baisse de production hydraulique qui a touché les pays du sud, et de la baisse des exportations bas-carbone et économiquement compétitives françaises. **L'année 2023 a vu certaines dynamiques amorcées en 2022 perdurer : sous l'effet de prix élevés, de températures supérieures aux normales en hiver ainsi que d'actions de réduction de la consommation**

d'énergie engagées par les administrations, les entreprises et les particuliers, la consommation européenne¹⁶³ d'électricité a de nouveau marqué un ralentissement pour atteindre des niveaux inédits sur la dernière décennie. La production a suivi cette tendance à la baisse dans la majorité des pays, à l'exception notamment de la France où le regain de production nucléaire et hydraulique ainsi que l'augmentation de la production renouvelable ont permis de retrouver un niveau de production nettement plus élevé qu'en 2022 et d'augmenter fortement les volumes exportés.

Figure 8.1 : Carte de la consommation non corrigée et de la production d'électricité, et du solde des échanges d'électricité* pour plusieurs pays d'Europe en 2023



163. Périmètre : pays ENTSO-E (dont Irlande du Nord) et Grande-Bretagne. L'ENTSO-E est le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT), regroupant 39 gestionnaires issus de 35 pays. Le GRT de Grande-Bretagne, National Grid, ne fait pas partie d'ENTSO-E, contrairement à celui d'Irlande du Nord, SONI. La liste des pays membres est disponible [ici](#).

La plupart des pays européens ont continué à développer leur parc d'énergies renouvelables à un rythme soutenu, en lien avec des objectifs de transition énergétique parfois récemment revus à la hausse. Les parts de l'éolien et du solaire dans les mix de production ont continué de progresser, en battant de nombreux records. La production à partir de charbon a nettement baissé au cours de la dernière décennie, conséquence des plans de fermetures des centrales à charbon de plusieurs

pays. La part de la production à partir de nucléaire dans le mix affiche une légère diminution tendancielle, sous l'effet de l'arrêt de plusieurs réacteurs. La baisse de production de ces deux filières a été en partie compensée par la montée en puissance de la production d'origine renouvelable, en particulier éolienne et solaire, et dans une moindre mesure par une augmentation de la production des unités au gaz.

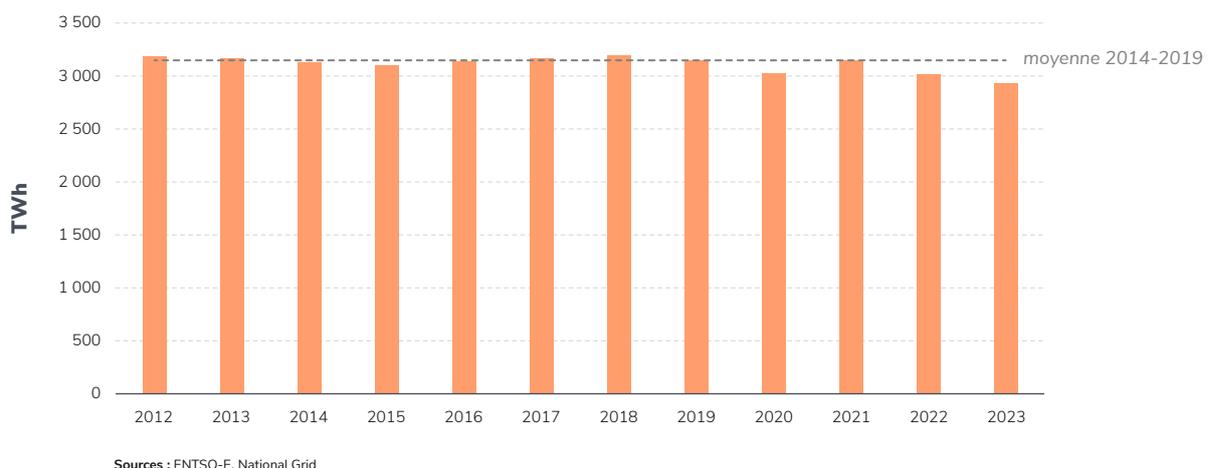
8.1 La baisse de la consommation européenne s'est poursuivie en 2023, en prolongement de la tendance constatée en 2022

La consommation¹⁶⁴ d'électricité en Europe¹⁶⁵ a diminué pour la deuxième année consécutive, se situant en 2023 à un niveau très en retrait par rapport à la consommation moyenne des années précédant les crises sanitaire et énergétique (2014-2019). Après une année 2020 fortement affectée par l'épidémie de Covid-19, suivie d'un rebond de la consommation grâce à la reprise économique en 2021, l'année 2022 avait marqué un net repli de la consommation, en dessous même de celui de l'année 2020. Ceci avait été le reflet de la hausse des prix de l'électricité et plus globalement des matières premières, qui avaient affecté l'activité économique, des actions engagées par plusieurs pays en faveur des économies d'énergie face à la crise, et de températures nettement au-dessus des normales pendant la saison de chauffe. L'année 2023 s'inscrit dans cette

dynamique, la consommation totale se situant 2,7 % en dessous de celle de 2022 et 6,9 % en dessous de la moyenne constatée au cours de la période 2014-2019. Selon une estimation de l'Agence internationale de l'énergie, près des deux tiers de la baisse de consommation électrique dans l'Union européenne entre 2021 et 2023 sont imputables au secteur industriel, en raison de la hausse des prix¹⁶⁶.

Les mêmes tendances se retrouvent de manière plus ou moins marquée au niveau de chaque pays, notamment parmi les pays les plus peuplés qui sont les principaux consommateurs d'électricité européens. En Allemagne, les facteurs avancés pour expliquer la baisse de consommation entre 2022 et 2023 sont en premier lieu les prix élevés et les fortes températures, suivi de la hausse de l'autoconsommation des foyers équipés en panneaux photovoltaïques¹⁶⁷. En Grande-Bretagne, des températures clémentes en été et douces à l'automne ont également eu pour conséquence une baisse de la demande d'électricité pour la climatisation

Figure 8.2 : Évolution de la consommation non corrigée d'électricité en Europe (périmètre : ENTSO-E et Grande Bretagne)



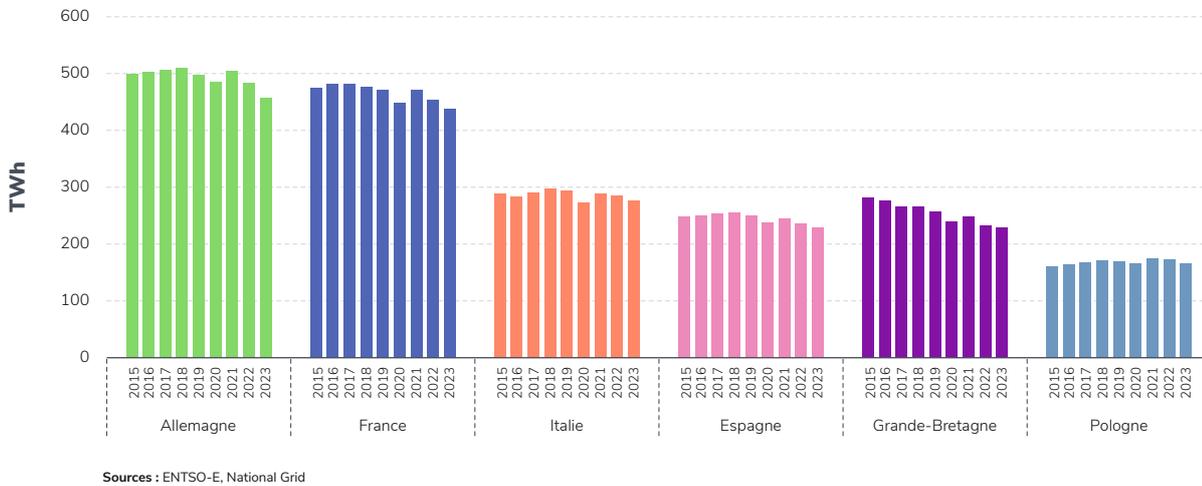
164. Il s'agit ici de consommation non corrigée des effets météorologiques.

165. Périmètre : pays ENTSO-E (dont Irlande du Nord) et Grande-Bretagne.

166. Agence Internationale de l'Énergie, *Electricity 2024 Executive summary*, janvier 2024 (en Anglais)

167. Fraunhofer Institute, *Public Net Electricity Generation 2023 in Germany*, Press Release, janvier 2024 (en Anglais)

Figure 8.3 : Évolution de la consommation non corrigée d'électricité pour les six pays principaux consommateurs en Europe



et le chauffage, dans un contexte d'économie en contraction diminuant les besoins en électricité. En Italie et en Espagne, les GRT mentionnent la baisse de la consommation industrielle due à la montée des prix de l'électricité comme explication principale de la baisse de la demande.

Comparer les niveaux absolus des consommations d'électricité des pays les uns par rapport aux autres ne fournit qu'une vision partielle, tant les déterminants peuvent être nombreux : population, température, durée du jour, produit intérieur brut, taux d'électrification, taux de logements individuels et collectifs, etc. Les pays les plus peuplés sont généralement ceux qui produisent et consomment le plus d'électricité : les six pays les plus peuplés sont ainsi les pays avec les consommations les plus élevées, c'est à-dire Allemagne, France, Italie, Espagne, Grande-Bretagne et Pologne. Néanmoins, le classement n'est pas strictement respecté, puisque la Grande-Bretagne, presque aussi peuplée que la France, affiche une consommation bien inférieure à celle-ci, et plus proche de celle de l'Espagne qui compte 20 millions d'habitants de moins. De même, derrière la Pologne se trouve la Norvège où, malgré une population sept fois inférieure, la consommation s'est révélée seulement 32 TWh plus faible. En effet, s'appuyant sur une capacité d'hydroélectricité abondante (33 GW installés) aux coûts de production faibles,

les industries très électro-intensives s'y sont fortement développées, ainsi que l'usage du chauffage d'origine électrique.

Il est donc intéressant de regarder la consommation des pays européens rapportée à leur population d'une part, mais aussi à leur taux d'électrification (part de l'énergie électrique dans l'utilisation finale d'énergie). Ainsi, la consommation par habitant en 2023 pour l'ensemble des membres ENTSO-E et de la Grande-Bretagne a été de 4 800 kWh/hab. En France, avec 5 500 kWh/hab., la production par habitant a été la plus élevée parmi les principaux pays européens (du point de vue du nombre d'habitants et de la consommation et production d'électricité), ce qui est à mettre en regard d'un taux d'électrification plus élevé également. La consommation par habitant est influencée en grande partie par le taux d'électrification puisqu'on retrouve aux trois premières places les pays nordiques : la Norvège (21 700 kWh/hab.), la Finlande (12 600 kWh/hab.) et la Suède (11 000 kWh/hab.), qui se trouvent parmi les quatre premiers pays du point de vue du taux d'électrification de la consommation d'énergie.

La consommation électrique d'un pays est également une grandeur sensible à la température. Une diminution de celle-ci en dessous d'un certain seuil se traduit par un plus grand recours au chauffage,

Figure 8.4 : Consommation d'électricité par habitant en fonction du taux d'électrification pour une sélection de pays européens en 2023

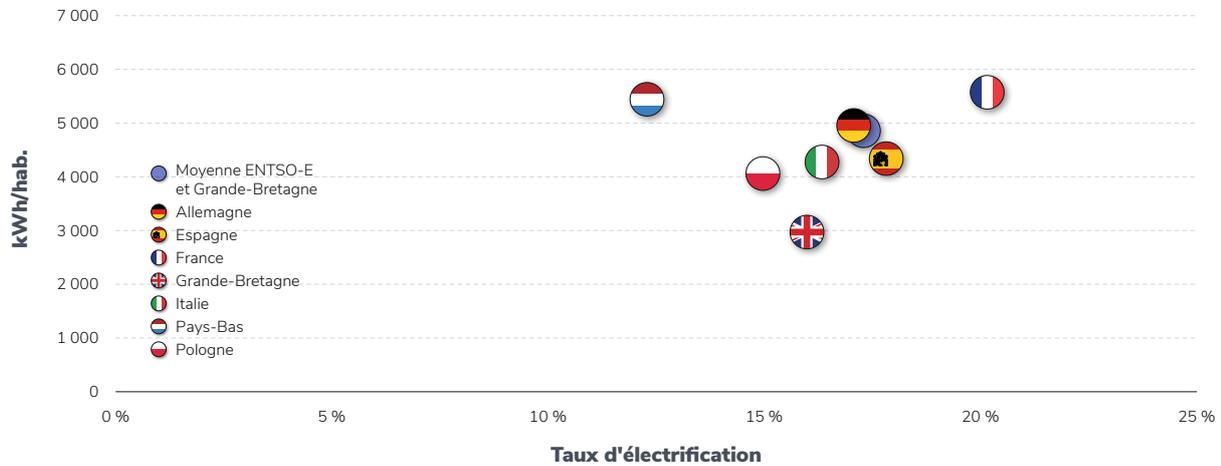
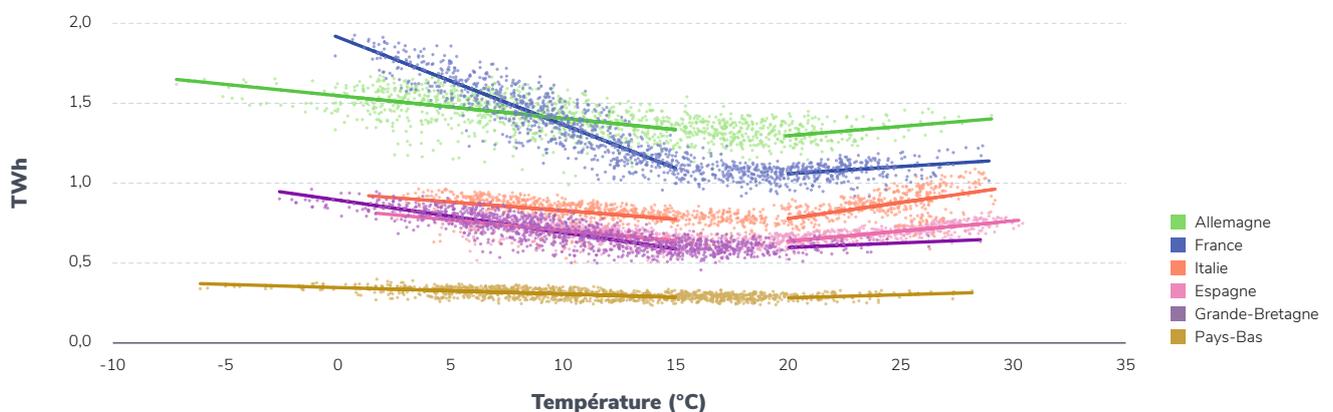


Figure 8.5 : Consommation journalière en fonction de la température pour une sélection de pays européens entre 2019 et 2023 (jours ouvrés uniquement)



parfois électrique, et donc par une consommation en augmentation. Dans une moindre mesure, la consommation d'électricité est également influencée par la durée du jour, qui détermine les besoins en éclairage. Si tous les pays affichent une thermosensibilité hivernale¹⁶⁸, celle-ci est actuellement plus prononcée en France que dans d'autres pays, y compris des pays plus froids comme l'Allemagne,

en raison d'un recours plus massif au chauffage électrique. Cependant, ceci devrait évoluer dans les prochaines années avec l'électrification des usages à venir en Europe¹⁶⁹.

À l'inverse, les journées plus chaudes de l'été peuvent se traduire par un recours accru à la climatisation. Ce dernier effet est amené à s'accroître,

¹⁶⁸. On observe qu'en dessous de 15 °C environ, la consommation augmente à mesure que la température diminue.

¹⁶⁹. Par exemple, les GRT allemands prévoient un doublement de la consommation électrique d'ici 2045 pour atteindre 1 300 TWh. [GRT allemands, Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, 2023 \(en Allemand\)](#)

le climat se réchauffant avec des épisodes de canicules plus fréquents et plus intenses. Ainsi l'installation de climatisation se répand peu à peu, même dans les pays du nord. Cette thermosensibilité estivale est visible à partir de 20 °C dans les pays les plus chauds d'Europe du sud, où le recours à la climatisation est pour le moment plus systématique que dans ceux du Nord. A l'extrême, l'Italie montre une thermosensibilité plus prononcée en été qu'en hiver.

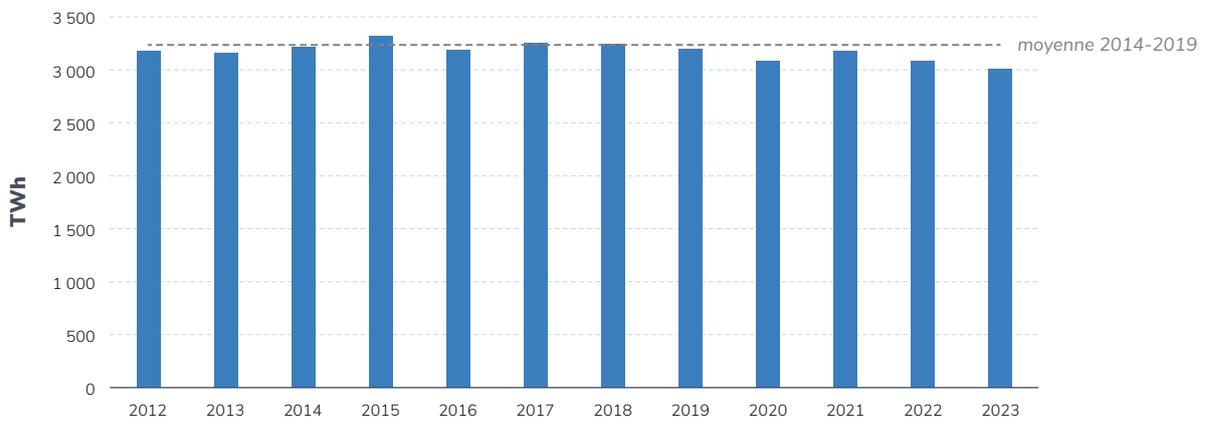
La thermosensibilité est assez peu visible aux Pays-Bas, la raison pouvant être le mix énergétique très centré sur le gaz, dont le pays est producteur. L'effet du chauffage électrique est donc moins visible pour les journées froides. Le pays est également moins sujet aux journées plus chaudes visibles ailleurs, la consommation liée à la climatisation restant pour l'instant peu significative.

8.2 La plupart des pays européens affichent une baisse de la production alignée avec le moindre niveau de consommation

Les tendances concernant les niveaux de production en Europe¹⁷⁰ reflètent celles observées pour

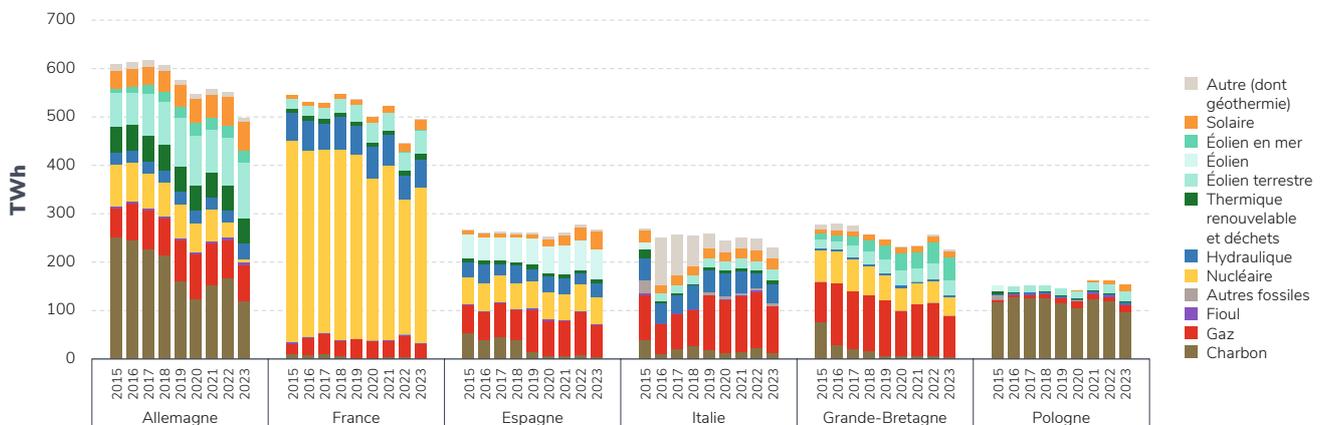
la consommation. La baisse de la production déjà constatée en 2022 par rapport à 2021 (-2,9 %) se confirme en 2023 (-2,6 % par rapport à l'année précédente). Parmi les plus gros pays, seule la France a affiché un volume de production significativement supérieur à celui de 2022, en raison d'une augmentation de la production d'origine nucléaire,

Figure 8.6 : Évolution de la production d'électricité en Europe entre 2012 et 2023 (périmètre : ENTSO-E et Grande-Bretagne)



Sources : CBS (données pour les Pays-Bas estimées pour décembre 2023), Energy-Charts, ENTSO-E, National Grid, REE

Figure 8.7 : Évolution de la production d'électricité, par filière, pour les six pays principaux producteurs en Europe



Sources : ENTSO-E, National Grid, Energy-Charts, REE
 Certaines sources de données agrègent les catégories « éolien terrestre » et « éolien en mer » sous l'appellation « éolien ».

170. Périmètre : pays ENTSO-E et Grande-Bretagne

hydraulique et renouvelable, ayant eu pour effet de couvrir une plus grande partie de la consommation nationale et de revenir à un profil exportateur (voir parties *Production* et *Échanges*). Pour les autres pays, la baisse de la consommation et, dans une moindre mesure, l'augmentation des exportations françaises ont induit une forte baisse de la production : Allemagne (-10,3 %), Grande-Bretagne (-12,1 %), Italie (-9,3 %). D'autres pays ont vu leur production augmenter en 2023 par rapport à 2022, alors même que leur consommation continuait à baisser. La production finlandaise (74 TWh en 2023) a par exemple augmenté de 16 % pour une consommation en baisse de 0,3 %. Cette augmentation de 10,4 TWh est principalement portée par les filières nucléaire (+8,6 TWh), éolienne (+2,9 TWh) et hydraulique (+2 TWh) compensant en plus la baisse d'autres filières comme le thermique fossile (-3,2 TWh). L'événement marquant de la production finlandaise en 2023 fut la mise en service commerciale en avril du réacteur EPR Olkiluoto 3, d'une puissance de 1,6 GW, qui a produit 10,4 TWh dans l'année¹⁷¹.

Au niveau européen, la baisse de production la plus significative entre 2022 et 2023 a concerné la filière thermique fossile, dont le volume de production a diminué de 21 %. La production des unités au charbon a représenté à elle seule environ la moitié de cette baisse. Autre fait marquant de l'année, pour la première fois la production d'éolien a été supérieure en 2023 à celle du gaz, alors qu'elle en représentait la moitié il y a dix ans. La décarbonation du mix de production électrique européen s'est ainsi poursuivie en 2023, grâce à l'augmentation de la production des filières solaire et éolienne dans tous les pays, en continuité avec les années précédentes, ce qui a permis de réduire notamment le niveau de production des filières thermiques fossiles. La production de la filière nucléaire est restée stationnaire en 2023 par rapport à l'année précédente (+0,6 %) : la baisse de production liée aux fermetures des trois derniers réacteurs en Allemagne en 2023 (voir focus plus loin) et de deux réacteurs en Belgique entre fin 2022 et début 2023¹⁷² a été compensée par l'entrée en service de l'EPR d'Olkiluoto 3 en Finlande et par le regain de production du parc français.

¹⁷¹. Données ENTSO-E

¹⁷². Le réacteur Tihange 2 a été arrêté en février 2023, faisant suite à la fermeture en octobre 2022 du réacteur Doel 3. Ces deux réacteurs avaient une capacité cumulée de 2 GW (c'est à dire près de 7 % de la capacité installée totale). Le nucléaire a tout de même représenté 45 % du mix électrique belge en 2023, même si sa part s'est réduite par rapport aux 50 % observés en 2022. Les cinq réacteurs belges restants devaient fermer en 2025, mais le gouvernement et l'exploitant ENGIE Electrabel ont signé un accord final en décembre 2023 pour prolonger l'exploitation des deux réacteurs les plus récents, Doel 4 et Tihange 3, jusqu'en 2035.

8.3 Le mix électrique européen est désormais majoritairement décarboné

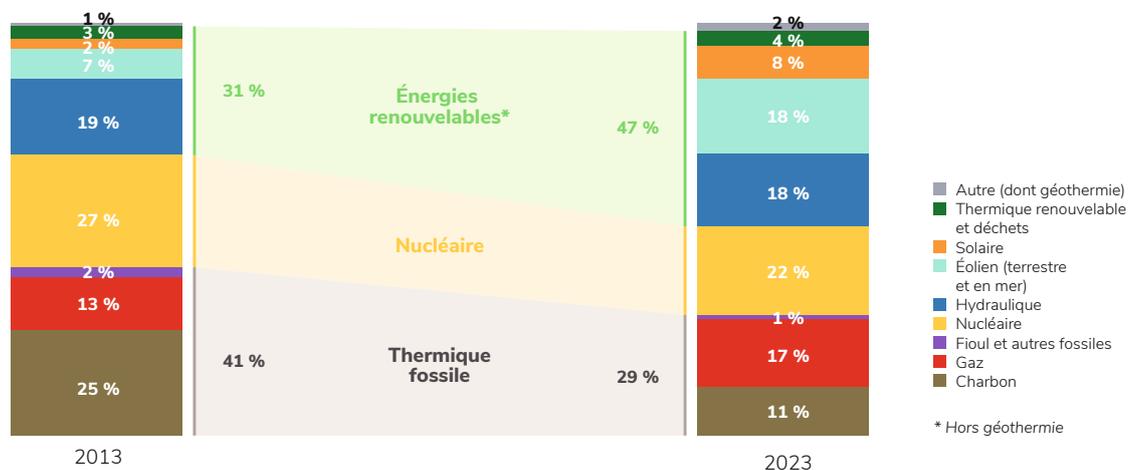
Le mix électrique européen s'est profondément transformé par rapport au mix d'il y a seulement dix ans. Les filières solaire et éolienne occupent désormais une place importante et ont représenté 26 % du mix en 2023 (périmètre ENTSO-E et Grande-Bretagne), contre 9 % dix ans plus tôt. Si la filière thermique fossile a encore représenté 29 % de la production électrique sur le périmètre en 2023, sa part dans le mix européen a diminué de onze points en une décennie (40 % en 2013). En considérant séparément les différents combustibles, les tendances diffèrent. En effet, la production à partir de gaz a vu sa part dans le mix augmenter sur la décennie (17 % en 2023 contre environ 13 % en 2013, après un pic à 20 % en 2019-2020). En revanche, la part de la production à partir de charbon, caractérisé par une intensité carbone très élevée, s'est drastiquement réduite, passant de 25 % à 11 % en dix ans, et affiche une tendance structurellement baissière dans tous les pays considérés. L'exemple le plus extrême étant la Grande-Bretagne où la part de charbon dans le mix national est passée de 40 % à 1 % en dix ans. Ainsi, pour la première fois en 2023 les trois

premières filières de production à l'échelle européenne (nucléaire, éolien et hydraulique) sont décarbonées.

Si le nucléaire a toujours représenté la première source de production d'électricité au long de la décennie écoulée, celle-ci a diminué en valeur absolue, plus de réacteurs ayant été fermés, en raison de leur ancienneté ou par choix politique (voir par exemple le focus sur l'Allemagne), que mis en service. Du point de vue de l'hydraulique, la production est restée relativement stable, principalement guidée par la quantité de précipitations annuelle. L'installation de nouveaux ouvrages est marginale, les sites propices étant pour la plupart déjà exploités.

En désagrégeant les volumes produits par chaque filière dans chaque pays, on retrouve sans surprise aux premières positions les filières majoritairement présentes dans les pays les plus gros producteurs, reflet de la « taille » du mix électrique et de la part relative des filières dans celui-ci. Ainsi, le plus grand volume de production est atteint par la filière nucléaire française (320 TWh, 65 % du mix de production français en 2023), suivie par la production hydraulique norvégienne (136 TWh, 89 % du mix)

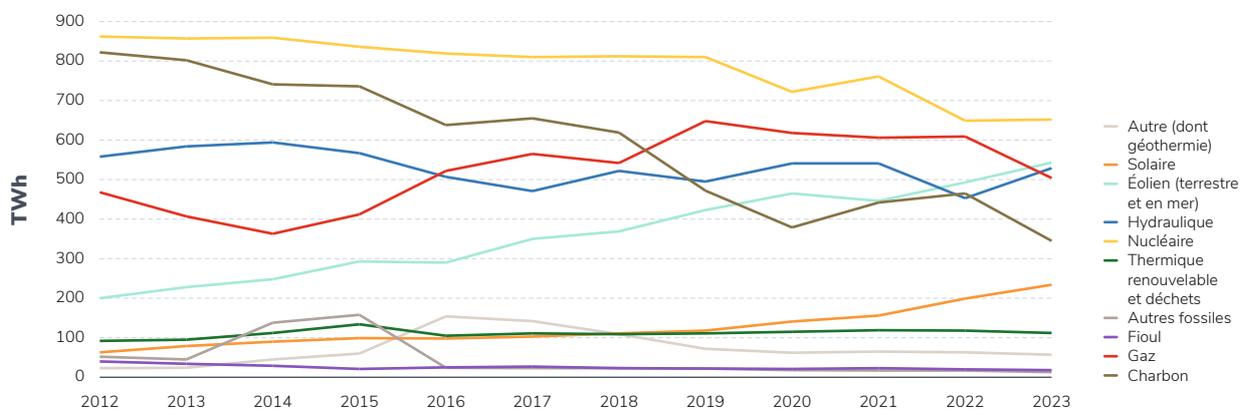
Figure 8.8 : Évolution de la production électrique en Europe, par filière, au cours des dix dernières années (périmètre ENTSO-E + Grande-Bretagne)



et le charbon allemand (118 TWh, 24 % du mix). Le nucléaire français a représenté environ 11 % de la production électrique des pays du périmètre considéré, en augmentation par rapport à l'année précédente où, malgré une production historiquement

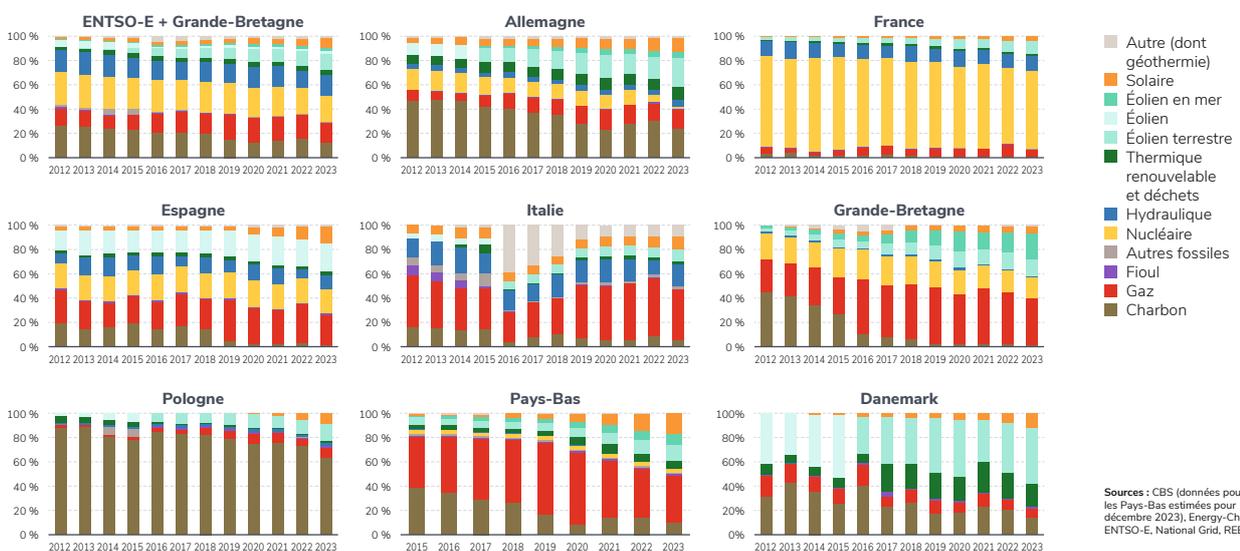
faible (279 TWh en 2022), elle avait tout de même représenté environ 9 % de la production totale sur le périmètre. L'hydraulique norvégien et le charbon allemand ont atteint respectivement la deuxième et troisième place en 2023 (4,6 % et 3,9 %).

Figure 8.9 : Évolution de la production d'électricité par filière en Europe entre 2012 et 2023 (périmètre : ENTSO-E et Grande-Bretagne)



Sources : CBS (données pour les Pays-Bas estimées pour décembre 2023), Energy-Charts, ENTSO-E, National Grid, REE

Figure 8.10 : Évolution des mix électriques d'une sélection de pays européens et sur le périmètre agrégé ENTSO-E et Grande-Bretagne, entre 2012 et 2023



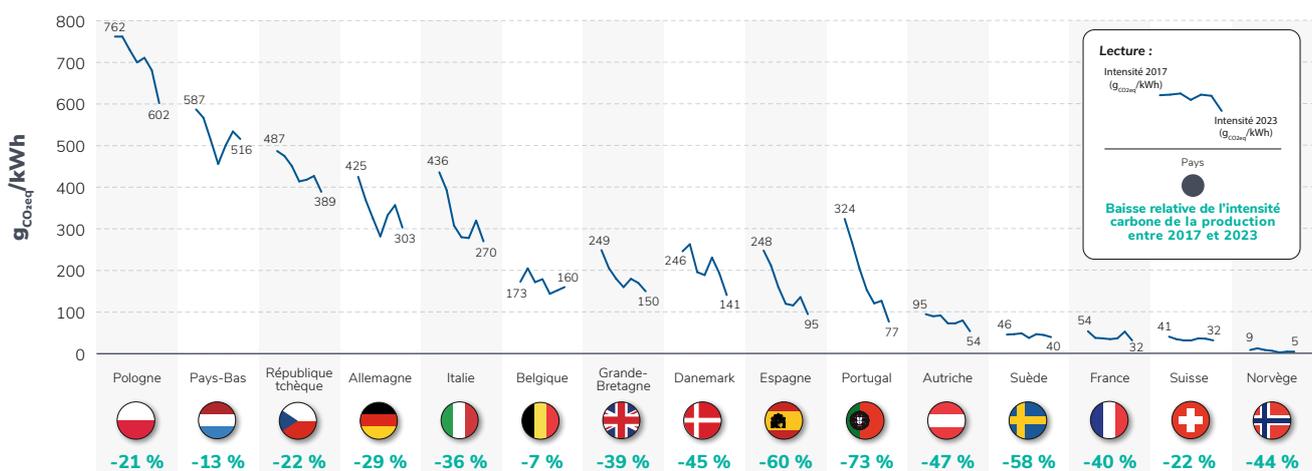
Sources : CBS (données pour les Pays-Bas estimées pour décembre 2023), Energy-Charts, ENTSO-E, National Grid, REE

8.4 Dans l'ensemble, l'intensité carbone des mix électriques des pays européens est en nette baisse depuis 2017

Afin de satisfaire aux engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris ainsi qu'aux différentes législations contraignantes ayant été introduites au niveau national comme au niveau de l'Union européenne, les pays européens sont tous engagés dans la décarbonation de leur économie. Les politiques de l'Union européenne liant climat et énergie ont débuté en 2008 avec le « paquet énergie-climat » qui visait notamment à réduire avant 2020 les émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport à 1990 et d'atteindre 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie, avec la directive sur les énergies renouvelables¹⁷³. Ces objectifs ont été portés à 40 % de réduction des émissions par rapport à 1990 et à 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici 2030 en 2014¹⁷⁴ puis en 2018¹⁷⁵.

Ces objectifs ont à nouveau été modifiés dans le cadre du paquet législatif Fit for 55 présenté en 2021, qui fixe un objectif de baisse des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne de 55 % en 2030 par rapport à 1990 et vise à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Cet objectif a été porté à 57 % en 2022 lors de la publication du plan d'action REPowerEU, contenant des mesures pour renforcer la sécurité énergétique européenne à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. L'ensemble des treize mesures que comprend le paquet législatif a été présenté par la commission européenne et le principe en a été accepté par les états membres et le parlement européen. Les treize mesures ont été partiellement adoptées depuis 2021 (trois sont encore en discussion) et auront des effets sur le mix électrique européen, avec en particulier l'objectif de porter à 42,5 % la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique final¹⁷⁶, notamment en rendant les procédures d'octroi de permis plus rapides.

Figure 8.11 : Intensité carbone moyenne de la production d'électricité dans une sélection de pays européens – périmètre émissions directes



173. Directive 2009/28/CE

174. Conclusions du Conseil européen, octobre 2014.

175. Directive 2018/2001

176. Directive 2023/2413

Les pays européens hors Union européenne ont pour la plupart adopté des objectifs similaires ; c'est le cas du Royaume-Uni, de la Suisse et de la Norvège.

La décarbonation de la production d'électricité est par ailleurs l'un des objectifs les plus faciles à atteindre, lorsqu'on le compare à la décarbonation de certains secteurs de l'industrie, par exemple, qui sont qualifiés de « difficiles à décarboner » (« hard-to-abate », voir partie *Électrification des usages*). Le secteur de l'énergie, particulièrement la production d'électricité, représente une part importante des émissions territoriales dans l'Union : près d'un cinquième en 2021, soit $210 \text{ Mt}_{\text{CO}_2\text{eq}}$. De plus, il existe

un consensus sur la place indispensable de l'électricité dans le paysage énergétique bas-carbone vers lequel de nombreux pays se dirigent.

Les premiers résultats de ces efforts sont d'ores et déjà visibles dans la plupart des pays européens ; l'évolution de l'intensité carbone de la production d'électricité pour certains pays au cours de la période 2017-2023 sont spectaculaires (Portugal, Espagne, etc.). Certains systèmes électriques restent néanmoins toujours très carbonés : en 2023, dans cinq pays dont trois pays majeurs (la Pologne, l'Italie et l'Allemagne), l'intensité de la production d'électricité dépasse les $300 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}$.

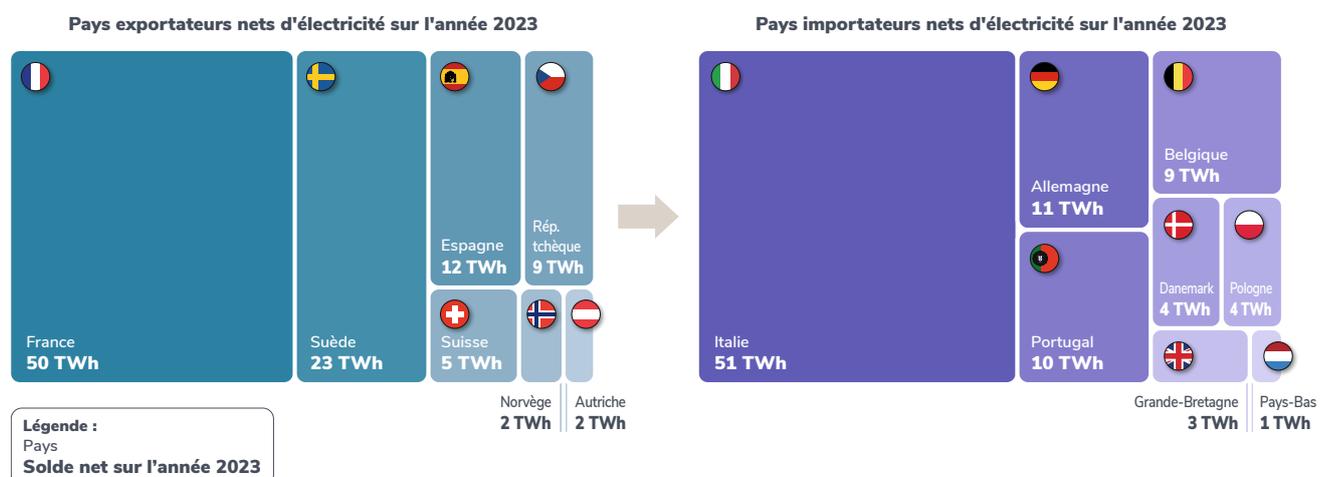
8.5 La France a été le premier exportateur net d'électricité en Europe en 2023, grâce à son parc de production bas-carbone, une caractéristique partagée par les principaux pays exportateurs en Europe

La France a été le premier exportateur net d'électricité en Europe en 2023, avec un solde deux fois plus important que celui de la Suède et quatre fois plus important que celui de l'Espagne, deuxième et troisième exportateurs nets respectivement. L'Italie a d'autre part été le premier importateur net, avec un solde importateur cinq fois supérieur à celui de l'Allemagne, deuxième pays importateur net. 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 sur la base du prix et que les énergies les moins coûteuses sont aussi les moins carbonées (éolien, solaire, nucléaire,

hydraulique)¹⁷⁷, d'autre part au dimensionnement des mix de production dans les différents pays. Les pays disposant d'un surplus de production de ces énergies à un instant donné l'exportent vers les pays caractérisés par une production plus coûteuse et donc plus carbonée à ce même instant. Le cas particulier de la République tchèque, cinquième exportateur net mais possédant une intensité carbone parmi les plus élevées, pourrait s'expliquer par son mix électrique comprenant 40 % d'énergie nucléaire et 38 % de production au charbon. Le pays exporte alors davantage lorsque le parc nucléaire est plus sollicité (et la production décarbonée), malgré une intensité carbone moyenne du mix élevée. 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.

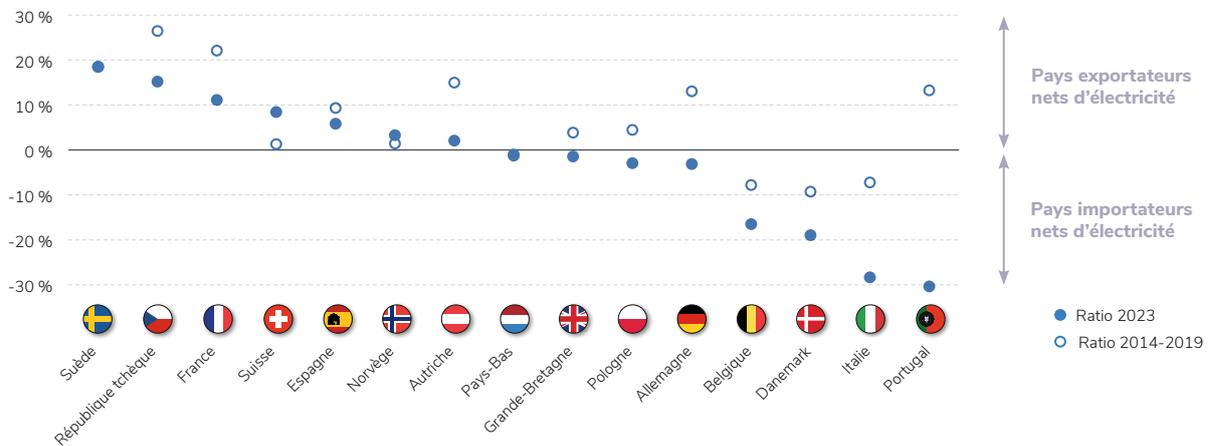
Le solde exportateur ou importateur absolu dépend en partie de la « taille » de son système électrique. Ainsi, l'analyse du ratio entre le solde net des échanges et le volume de production domestique

Figure 8.12 : Origine et destination des échanges d'électricité en Europe en 2023



177. Notamment en prenant en compte le prix du CO₂ dans le cadre du marché du carbone de l'Union européenne, le système d'échanges de quotas d'émissions (SEQE, ou ETS pour *Emissions Trading Scheme*).

Figure 8.13 : Rapport solde des échanges/production totale d'électricité par pays en 2023 et sur la période 2014-2019



Sources : Eurostat, RTE, ENTSO-E, Office fédéral suisse pour l'énergie ; calculs : RTE

total (voir Figure 8.13) permet de nuancer la position de première exportatrice d'électricité en Europe de la France : selon cette mesure, elle se classe 3^e derrière la Suède et la République tchèque (sur la période 2014-2019, elle figurait au deuxième rang derrière la République tchèque). Parmi

les pays importateurs nets, à l'inverse, les ratios entre soldes nets et niveau de production pour la Belgique et du Portugal ont atteint, en 2023, 17 % pour la Belgique et près de 30 % pour le Portugal, contre seulement 2 % pour l'Allemagne, alors que les soldes sont proches en valeur absolue.

8.6 Focus sur quelques pays

8.6.1 Avec un objectif de décarbonation plus rapide que l'ensemble des pays européens, l'Allemagne a achevé son processus de sortie du nucléaire, installé une capacité record de solaire et maintenu son rythme de développement de l'éolien

L'Allemagne a initié dès 1998 une stratégie de transition énergétique (*Energiewende*). Celle-ci s'est traduite en 2000 par une loi sur les énergies renouvelables, ou *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), donnant la priorité d'accès à ces énergies sur les marchés et fixant un tarif d'achat. La loi a été modifiée à plusieurs reprises (2004, 2012, 2014, 2017) pour adapter leur structure de rémunération.

L'Allemagne s'est ensuite dotée en 2019 d'une loi Climat, *Bundesklimaschutzgesetz* (KSG), modifiée dès 2021 pour introduire des objectifs de décarbonation plus rapides que ceux prévus par l'Union européenne, notamment une réduction des émissions de gaz à effet de serre du pays de 65 % d'ici 2030 par rapport à 1990, de 80 % d'ici 2040, et l'atteinte de la neutralité carbone en 2045, c'est-à-dire cinq ans plus tôt que l'objectif européen.

Pour ce faire, les objectifs de développement des énergies renouvelables ont été revus à la hausse en 2021 puis 2022 par le gouvernement : 80 % de la production électrique doit être d'origine renouvelable d'ici 2030, avec l'installation de 215 GW de capacités solaires, 115 GW de capacités éoliennes terrestres et 30 GW d'éolien en mer. La loi prévoit notamment que 2 % du territoire soit réservé à l'installation de parcs de production éolienne d'ici 2032, pourcentage adapté à l'échelle des Länder en fonction des contraintes géographiques, ainsi qu'une simplification des procédures d'attribution de permis.

En 2023, l'Allemagne a continué à développer son parc renouvelable à un rythme soutenu.

L'installation de nouvelles capacités éoliennes a progressé par rapport à l'année précédente, avec 3 GW de capacité éolienne installée, dont 2,7 GW d'éolien terrestre et 0,3 GW d'éolien en mer, contre 2,4 GW installés en 2022 (dont 2,1 GW pour l'éolien terrestre et 0,3 GW pour l'éolien en mer). L'Allemagne a également développé 14,3 GW de capacité de production solaire photovoltaïque en 2023, un record d'installation, qui a porté à 81,8 GW la capacité totale disponible. À titre de comparaison, la capacité solaire installée

Figure 8.14 : Objectifs de transition énergétique en Allemagne et comparaison avec la situation à fin décembre 2023

	Part des renouvelables en 2023 et parc installé à fin décembre 2023	Objectifs définis par la loi
Part des renouvelables dans le mix électrique	46 %	80 % d'ici 2030
Éolien terrestre	61,0 GW	115 GW d'ici 2030
Éolien en mer	8,5 GW	30 GW d'ici 2030 40 GW d'ici 2035 70 GW d'ici 2045
Solaire	81,8 GW	215 GW d'ici 2030
Capacité installée d'électrolyseurs	-	10 GW

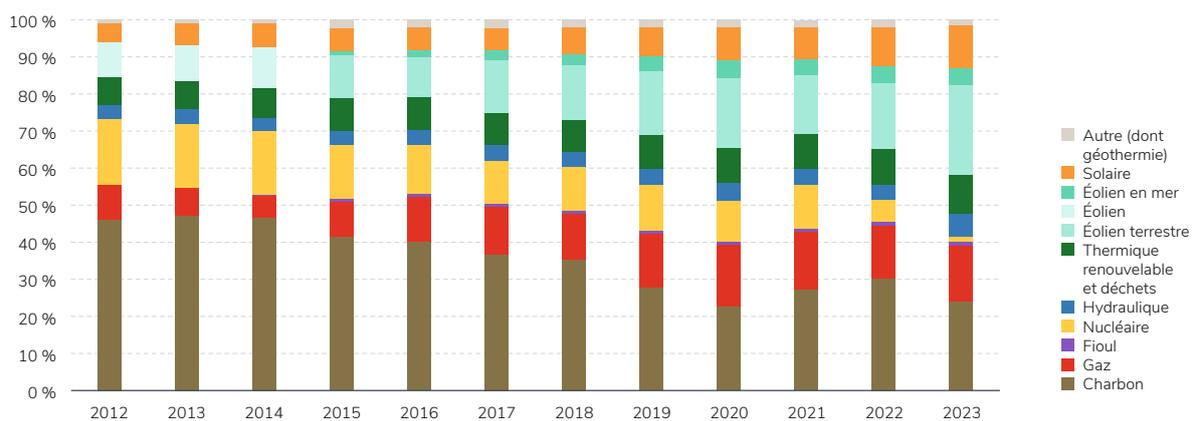
en Allemagne au cours de la seule année 2023 correspond à près de 75 % de la capacité totale actuellement installée en France.

Comme dans d'autres pays, le secteur éolien a fait face à des difficultés liées à la conjoncture géopolitique et économique actuelle, qui ont ralenti la mise en œuvre de projets de nouvelles installations, en particulier du fait des augmentations des coûts des matériaux et de transport (les coûts des projets auraient augmenté de près de 50 % ces deux dernières années selon la filière¹⁷⁸).

Les procédures de permis sont en général plus rapides en Allemagne que dans la plupart des autres pays européens : l'obtention d'un permis pour un projet éolien terrestre atteindrait ainsi 40 mois en Allemagne¹⁷⁹ contre par exemple 65 mois en France. Elles se situent cependant encore bien au-delà de l'objectif de maximum 24 mois fixé par l'Union européenne¹⁸⁰.

Pour soutenir le développement des capacités renouvelables dans les années à venir, l'agence allemande de l'énergie (BNetzA) émet plusieurs appels d'offres chaque année depuis 2017. Ces appels d'offres garantissent au lauréat un revenu par unité de volume produit, pour une durée de vingt ans, qui s'ajoute au revenu obtenu sur les marchés lors de la vente de la production. Le revenu additionnel se fonde sur un prix proposé par les candidats, qui doit être inférieur au prix plafond fixé par le régulateur. Ce dernier fixe également un volume maximal d'attribution. Pour l'éolien terrestre, les appels d'offres n'ont pas fait le plein de candidatures en 2023, 9,83 GW ayant été offerts sur 12,84 GW possibles (soit 77 % du volume de l'appel d'offres, contre 88 % en 2022, et 94 % en 2021 et 2020). Cependant le volume demandé en 2023 (12,84 GW) était bien supérieur à celui de 2022 (5,19 GW), le volume proposé par les acteurs était donc lui aussi supérieur et sans précédent. La filière s'est dite optimiste pour l'année 2024 où le prix plafond a été relevé à 7,35 c€/MWh¹⁸¹.

Figure 8.15 : Évolution du mix électrique allemand entre 2012 et 2023



Source : Energy-Charts

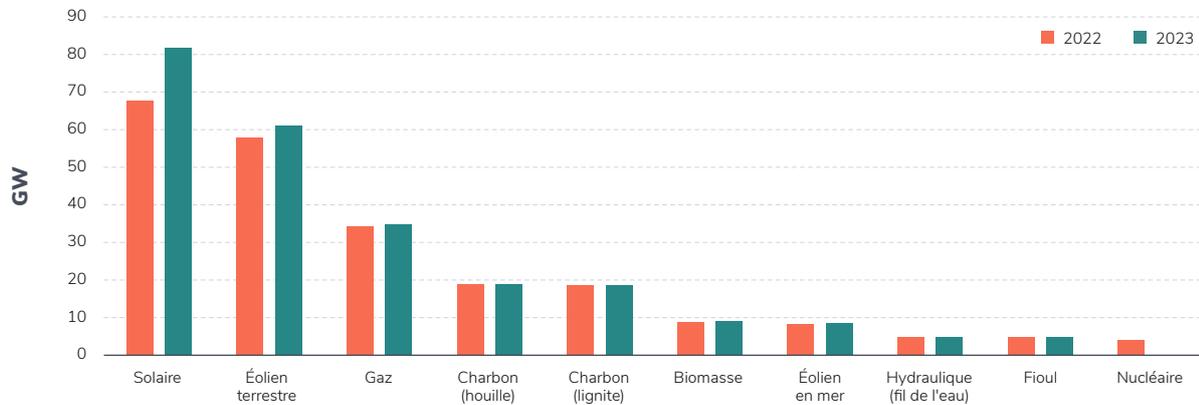
178. Clean Energy Wire, *Rising costs put 4 GW of wind energy projects planned in Germany at risk – media report*, juillet 2023 (en Anglais)

179. Ember, *Ready, Set, Go: Europe's race for wind and solar*, juillet 2022 (en Anglais)

180. Directive (UE) 2023/2413

181. BWE, *BNetzA gibt Höchstwert bekannt*, décembre 2023 (en Allemand)

Figure 8.16 : Capacité de production d'électricité par filière en Allemagne à fin 2022 et à fin 2023



Source : Energy-Charts

Parallèlement, **l'Allemagne a arrêté en 2023 ses trois derniers réacteurs nucléaires encore en activité, achevant le processus de sortie du nucléaire.**

L'arrêt de ces réacteurs, initialement prévu pour fin décembre 2022, avait été reporté du fait de la crise énergétique qui a touché le continent. Les réacteurs Isar 2, Emsland et Neckarwestheim 2 ont finalement cessé leur production le 15 avril 2023, réduisant la capacité installée de 4,2 GW, soit près de 2 % de la capacité totale installée en Allemagne. Le processus allemand de sortie du nucléaire, initié à la fin des années 1990 par le gouvernement du chancelier Gerhard Schroeder et officialisé par la loi de 2002 (*Atomgesetz*), avait été accéléré en 2011 à la suite d'un vote du Bundestag en réaction à l'accident de Fukushima¹⁸². Cette année-là, huit réacteurs avaient été fermés, suivi d'une fermeture par an en 2015, 2017 et 2019, puis de trois réacteurs en 2021 et enfin trois en 2023. Malgré les derniers arrêts de réacteurs en 2023, le nucléaire a encore représenté 1,4 % dans le mix électrique allemand au cours de l'année, contre 24 % en 2010.

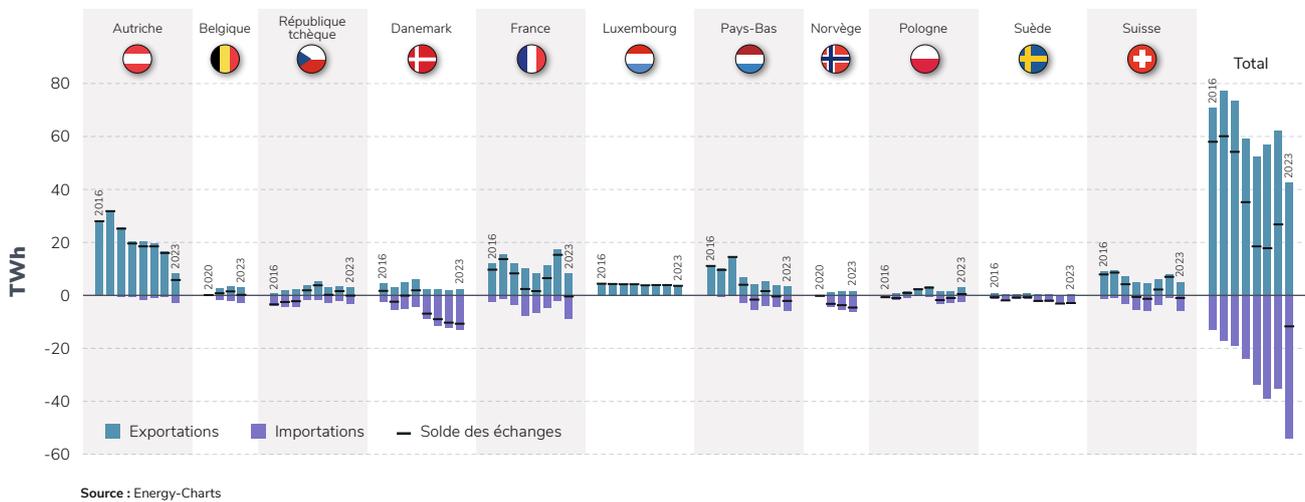
Les énergies éoliennes et solaires ont constitué près de 40 % de la production d'électricité en Allemagne en 2023, ce qui constitue un record pour le pays et représente une évolution rapide par rapport à l'année précédente (33 % en 2022) et une nette augmentation par rapport à la part de 15 % dans le mix en 2013.

Les énergies thermiques fossiles ont encore représenté 40 % du mix en 2023, une valeur proche de la moyenne des 5 dernières années. Le développement des énergies renouvelables, couplé à la réduction de la consommation, a donc permis d'éviter une augmentation de la part de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, malgré la fermeture des derniers réacteurs nucléaires. La répartition entre les différentes énergies fossiles a été modifiée : alors que la part du gaz et du fioul dans le mix est restée plus ou moins constante, **la production de charbon a fortement diminué, atteignant 24 % en 2023¹⁸³, alors qu'elle représentait en 2013 encore près de la moitié (47 %) de la production d'électricité en Allemagne.**

¹⁸². Le 11 mars 2011 un séisme au large du Japon déclençait un tsunami sur les côtes du pays. Les vagues ont mesuré jusqu'à 30 m de haut et pénétré 10 km à l'intérieur des terres, entraînant la mort de plus de 18 000 personnes. Elles ont également atteint la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, mettant hors service les systèmes assurant le refroidissement de certains réacteurs et provoquant la fusion de leur cœur.

¹⁸³. Après un record bas à 23 % en 2020, année caractérisée par un niveau de consommation faible et des conditions météorologiques très favorables à la production éolienne.

Figure 8.17 : Échanges commerciaux d'électricité entre l'Allemagne et ses voisins



Pour la première fois en vingt ans, l'Allemagne a plus importé d'électricité de ses voisins en 2023 qu'elle n'en a exporté, avec un solde négatif de 11,7 TWh. Les raisons de cette évolution sont multifactorielles. Alors que 2022 avait constitué une année record d'exportation vers la France en raison d'une production nucléaire française très faible (15,3 TWh exportés vers la France), l'année 2023 a été caractérisée par un solde très proche de l'équilibre (0,4 TWh importés depuis la France¹⁸⁴). Ceci résulte du rétablissement de la production nucléaire française et d'une production éolienne très abondante en France pendant les deux derniers mois de l'année, alors que ces mois de l'année sont habituellement marqués par des flux abondants de l'Allemagne vers la France. Par ailleurs, les volumes d'électricité importés en Allemagne depuis les pays nordiques ont continué d'augmenter en 2023, principalement en raison d'une production économiquement très compétitive dans ces pays, du fait de la forte production

hydraulique en Norvège et éolienne au Danemark. Enfin, les exportations habituelles de l'Allemagne vers la Suisse ont fortement diminué, concurrencées également par les exportations de la France.

8.6.2 Le Royaume-Uni a pratiquement achevé sa sortie du charbon, et reste le premier pays développeur d'éolien en mer

L'année 2023 a été une année record pour la production électrique renouvelable en Grande-Bretagne¹⁸⁵, où la production d'électricité à partir des énergies éolienne et solaire a représenté 41 % du mix de production d'électricité. La filière éolienne a représenté à elle seule 35 % de la production, alors qu'elle ne représentait que 1 % en 2010. L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix a permis une **décroissance rapide de la production thermique fossile, qui a atteint son plus bas niveau en 2023 avec 39 % de la production, contre 80 % en 2010**. La production d'électricité à partir de gaz

184. Dans le chapitre Échanges, les échanges entre la France et l'Allemagne et la Belgique sont agrégés ; on parle d'échanges entre la France et la région Core (voir la note de bas de page numéro 92). Ici, le choix est fait de les présenter désagrégés, suivant en cela la pratique des GRT allemands.

185. Pour rappel : la Grande-Bretagne comprend l'Angleterre, le Pays de Galles et l'Écosse, et son réseau est géré par le GRT National Grid. Le Royaume-Uni est constitué de la Grande-Bretagne et de l'Irlande du Nord, dont le réseau est géré par SONI (System Operator for Northern Ireland). Sauf indication contraire, les données de cette partie viennent de National Grid et concernent donc la Grande-Bretagne. Néanmoins, les dynamiques décrites et les analyses concernent le plus souvent le Royaume-Uni dans son ensemble.

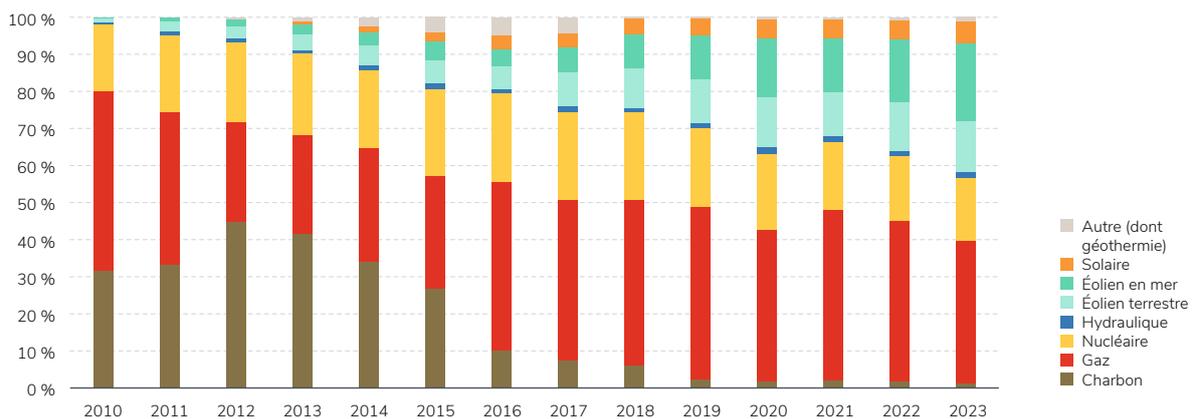
a représenté la quasi-totalité de cette filière, **celle à partir de charbon ayant continué sa décline pour atteindre une part très faible soit 1 %, alors qu'elle était de 72 % en 1990, et encore de 32 % en 2010.** Des 17 centrales à charbon actives en 2012, il ne restait en opération fin 2023 que la centrale de Ratcliffe-on-Soar (2 GW), après les fermetures en mars de la centrale de West Burton A (2 GW) et de Kilroot en septembre (450 MW en Irlande du Nord). La fermeture de Ratcliffe-on-Soar est prévue pour septembre 2024.

Avec 14,7 GW d'éolien en mer installé à fin septembre 2023, le Royaume-Uni est de loin le premier pays d'Europe en matière de développement de cette filière, devant l'Allemagne avec 8,5 GW et les Pays-Bas avec 4,7 GW à fin 2023. Le pays a notamment pour objectif une capacité installée de 50 GW d'éolien en mer d'ici 2030. Le Royaume-Uni est aussi celui de ces trois pays qui affiche le meilleur facteur de charge, 37 % (48 TWh

produits) contre 35 % (26 TWh produits)¹⁸⁶ et 25 % (10,3 TWh produits) respectivement.

Tout comme en Allemagne, au cours de l'année 2023, le lancement de nouveaux projets éolien a été ralenti par le renchérissement des coûts des matières premières. Ainsi, l'appel d'offres de 5 GW de projets de septembre 2023, qui proposait de rémunérer les lauréats sur la base de contrats pour différence¹⁸⁷, n'a vu aucune offre soumise, « résultat de l'inflation mondiale et de l'impact sur la chaîne d'approvisionnement »¹⁸⁸. Le prix plafond proposé était de 44 GBP/MWh (~50 €/MWh). Le précédent appel d'offres réalisé en 2022 avait vu 7 GW d'éolien en mer retenus pour une mise en service à l'horizon 2026-2027. Certains projets lauréats des précédents appels d'offres ont connu des soubresauts face à l'augmentation des coûts. Après avoir été annoncé comme abandonné par Vattenfall en juillet 2023, le projet Boreas de 1,4 GW en mer du Nord a été repris par RWE en

Figure 8.18 : Évolution du mix électrique britannique entre 2010 et 2023



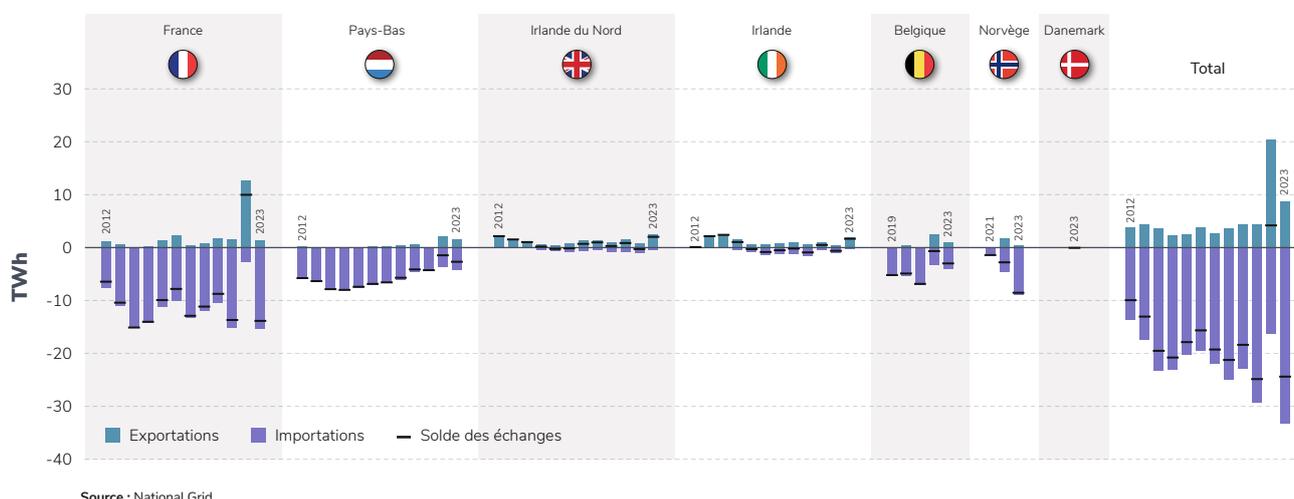
Source : National Grid

¹⁸⁶. Pour les Pays-Bas, les données de production ne sont disponibles que jusqu'à fin novembre 2023. Les données de décembre sont donc estimées.

¹⁸⁷. Contrat pour différence : le gouvernement mène un appel d'offres pour des capacités d'un type spécifique, ici l'éolien en mer. Les candidats proposent un prix en GBP/MWh, dans la limite du prix plafond, ici 44 GBP/MWh. Les lauréats doivent commercialiser leur énergie sur le marché ; si le prix de marché est en dessous du prix fixé lors de l'appel d'offres, le gouvernement verse la différence au producteur ; si le prix de marché est au-dessus du prix fixé, le producteur reverse la différence au gouvernement. Ce système donne une visibilité au producteur en garantissant un revenu fixe sur une durée de 15 ans.

¹⁸⁸. Department for Energy Security and Net Zero. Record number of renewables projects awarded government funding. Septembre 2023 (en Anglais)

Figure 8.19 : Échanges physiques d'électricité entre la Grande-Bretagne et ses voisins



Source : National Grid

décembre. Le projet Hornsea 3, un temps annoncé comme en péril en début d'année, a finalement été confirmé en décembre 2023. Face à la hausse des coûts d'installation, le gouvernement britannique a annoncé en novembre rehausser de 66 % le prix plafond pour les appels d'offres de 2024.

Du point de vue des échanges, l'année 2023 a été marquée par la mise en service en décembre d'une nouvelle interconnexion sous-marine à courant continu (Viking Link) reliant la Grande-Bretagne et le Danemark. Sa capacité actuelle est de 800 MW, mais une augmentation de celle-ci pour atteindre 1 400 MW est prévue dans les années à venir. Cette interconnexion vient s'ajouter à celles reliant l'île à la Belgique, la France, l'Irlande, la Norvège et les Pays-Bas. Les derniers jours de décembre ont vu 64 GWh importés en Grande-Bretagne du Danemark pour 14 GWh exportés.

La Grande-Bretagne est redevenue largement importatrice en 2023, important 33,2 TWh pour en exporter 8,8 TWh, après une année 2022 exceptionnelle où son solde des échanges d'électricité

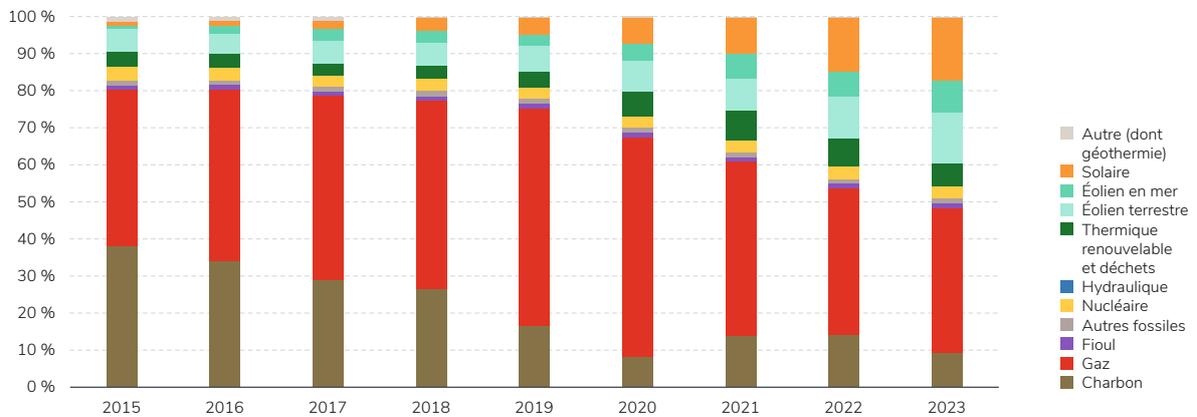
avait été exportateur net du fait de la baisse de la production française. En effet, la Grande-Bretagne présente en général chaque année un solde importateur vis-à-vis de ses pays frontaliers, sauf l'Irlande. Cette situation se reflète dans les prix, très régulièrement supérieurs dans l'île par rapport au reste du continent (voir partie Prix). Ce profil importateur s'explique par la possibilité de recourir, grâce aux importations, à des filières de production d'électricité relativement moins coûteuses que celles présentes sur l'île, comme l'hydraulique norvégien et le nucléaire français.

8.6.3 Les Pays-Bas ont développé les énergies renouvelables et électrifié les usages à un rythme plus élevé que celui des autres pays européens

Les Pays-Bas ont enregistré une progression très rapide de la part d'électricité produite à partir des énergies éolienne et solaire dans la production d'électricité, passant de 8 % en 2015 à 39 % en 2023¹⁸⁹. Ce rythme de progression est même supérieur à celui de l'Allemagne, dont la part d'électricité produite par ces filières est passée de 19 % à 40 % sur la même période.

189. Les données de production des Pays-Bas sont disponibles par filière auprès de l'institut statistique néerlandais, CBS, avec deux mois de délai. Les données de décembre 2023 sont indisponibles à la date de rédaction de ce rapport. Le pourcentage de 2023 a donc été calculé en estimant la production sur le mois de décembre.

Figure 8.20 : Évolution du mix électrique néerlandais entre 2015 et 2023



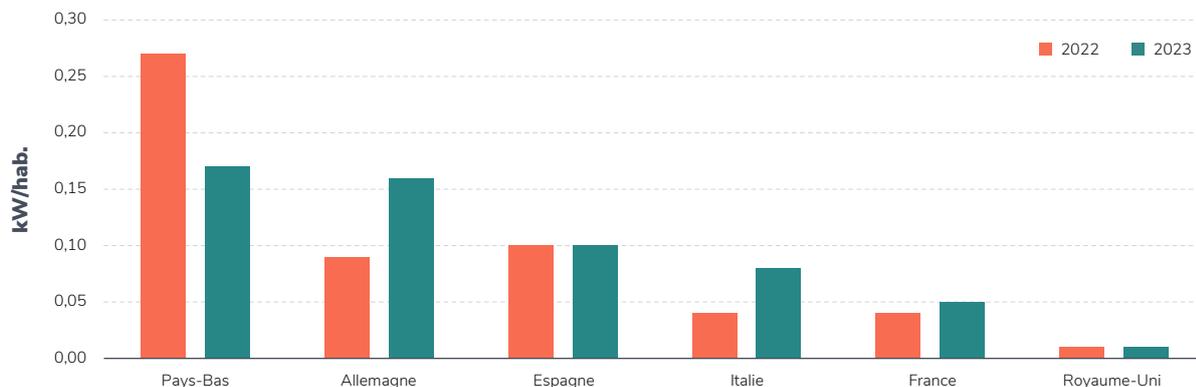
Source : CBS (données pour les Pays-Bas estimées pour décembre 2023)

En 2023, 3 GW de capacité solaire photovoltaïque ont été installés dans le pays. La progression des énergies renouvelables a permis de réduire la part des énergies fossiles dans la production, alors que la part du nucléaire restait stable autour de 3 %. La baisse la plus rapide concerne la production à partir de charbon, dont la part dans le mix électrique est passée de 40 % en 2015 à 8 % en 2023. La baisse de la production à partir du gaz a été plus modérée, puisqu'elle est passée de 44 % en 2015 à 38 % en

2023. Cette baisse modérée peut s'expliquer par le statut de deuxième producteur de gaz naturel européen des Pays-Bas, derrière la Norvège.

La rapidité de transformation de la production électrique est particulièrement visible dans le rythme d'installation du solaire (3,6 GW installés par an sur les cinq dernières années) : les Pays-Bas ont une capacité installée par habitant supérieure à celle des pays voisins au cours de la période

Figure 8.21 : Capacité solaire photovoltaïque installée par habitant au cours des années 2022 et 2023 pour une sélection de pays européens



Sources : BEIS UK, CBS, Energy-Charts, ENTSO-E, Eurostat, ONS, REE, RTE, Terna

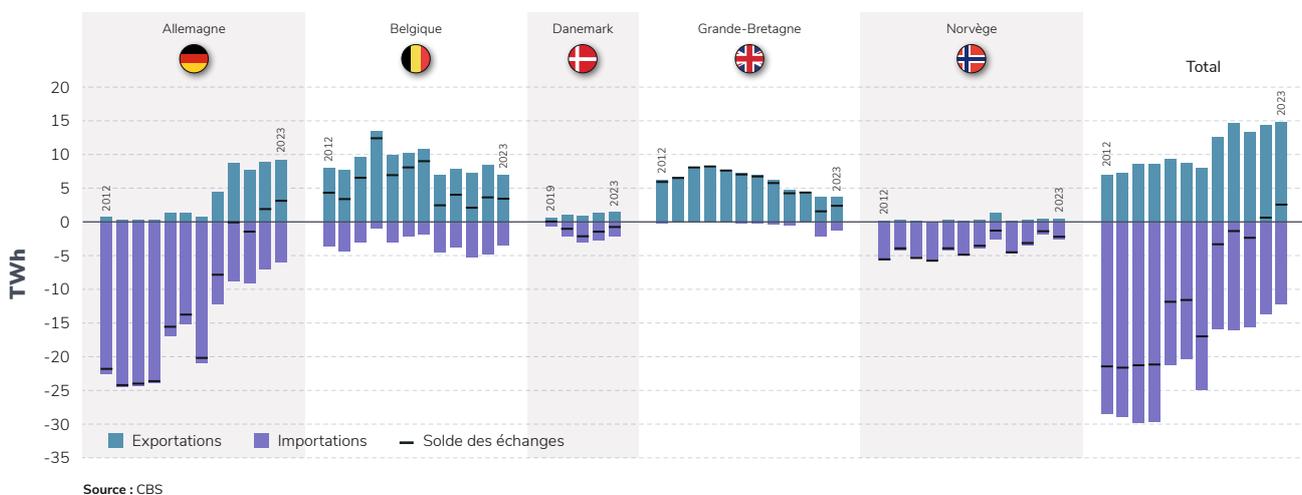
2022-2023. Même si un tel développement du solaire dans un pays d'Europe du nord a *a priori* moins ensoleillé que ceux du sud et à la superficie réduite peut sembler contre-intuitif, les Pays-Bas ont massivement développé le solaire sur bâti pour atteindre leur objectif de 70 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030. Ainsi, plus du quart des foyers néerlandais est équipé en panneaux solaires.

Cette augmentation très marquée de la part des énergies renouvelables a eu des effets visibles sur les prix, engendrant un nombre record d'heures caractérisées par des prix négatifs sur les marchés de gros, nombre qui a plus que triplé par rapport aux années précédentes pour atteindre 316 heures en 2023. Ces prix négatifs se sont manifestés lorsque la production renouvelable abondante était excédentaire par rapport à la consommation (par exemple lorsque la consommation était faible, comme pendant les jours fériés ou les fins de semaine) et que la nature limitée des capacités d'interconnexions avec les pays voisins ne permettait pas d'exporter tout le surplus (voir partie Prix).

Dans ce contexte de prix de gros volatiles, certains fournisseurs d'électricité du pays proposent des contrats aux particuliers où le prix au kWh est indexé heure par heure sur le prix du marché de gros. Ces contrats sont un levier possible pour encourager la flexibilité de la demande, qui est un enjeu pour que le profil de consommation se rapproche au plus près du profil de production renouvelable non pilotable (voir partie *Flexibilités*). D'après l'Autorité de la Consommation et des Marchés néerlandaise, à fin 2023, 256 000 foyers¹⁹⁰ (3,4 % des foyers) avaient opté pour ce type de contrat, soit trois fois plus qu'en début d'année. Les principaux fournisseurs néerlandais étudient également ce type de contrat et l'un d'eux a lancé son offre en septembre 2023.

Le développement des énergies renouvelables ainsi que l'électrification des usages présentent également de forts enjeux pour les gestionnaires de réseau néerlandais. Le gestionnaire du réseau de transport Tennet a investi 3,5 milliards d'euros au premier semestre 2023, le double de l'année précédente, et a doublé ses prévisions d'investissement

Figure 8.22 : Échanges d'électricité entre les Pays-Bas et ses voisins



190. Régulateur néerlandais de l'énergie. Monitor Consumentenmarkt Energie, 2023 (en Néerlandais)

sur les dix prochaines années par rapport à celles faites en 2022. Le gestionnaire notait en juillet que dans la première moitié de 2023, trois fois plus d'installations résidentielles de panneaux solaires avaient subi des coupures pour ne pas saturer le réseau qu'à la même période en 2022¹⁹¹.

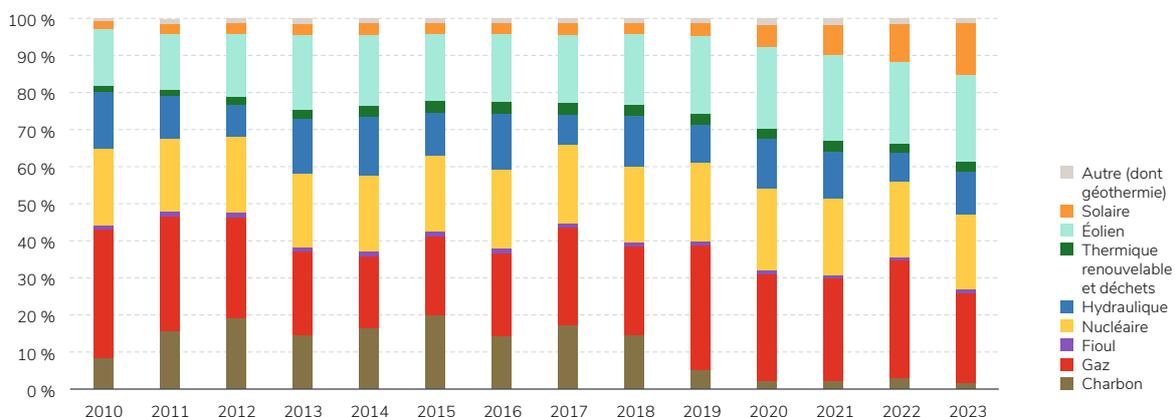
Si les tendances des échanges d'électricité entre les Pays-Bas et la Belgique, le Danemark et la Norvège n'ont pas évolué en 2023, les nouvelles dynamiques d'échanges avec l'Allemagne et le Royaume-Uni engagées les années précédentes se sont poursuivies. Les échanges entre les Pays-Bas et le Danemark ont commencé en 2019 avec l'installation de l'interconnexion COBRA, un câble en courant continu de 700 MW. En ce qui concerne les échanges avec l'Allemagne, après de nombreuses années où le solde des échanges avait été largement importateur depuis l'Allemagne, la tendance s'est progressivement inversée avant que les Pays-Bas ne deviennent exportateurs en 2022 et 2023. La baisse de la production nucléaire française et fort volume d'importations françaises depuis l'Allemagne en 2022 ont eu pour conséquence une augmentation des besoins d'importation de

l'Allemagne depuis ses autres voisins, dont les Pays-Bas. Les importations depuis le Royaume-Uni ont augmenté en 2022 et 2023 en raison d'une plus forte production éolienne dans ce pays.

8.6.4 Après une année 2022 fortement marquée par la crise énergétique, le système électrique espagnol a retrouvé une relative normalité dans un contexte d'augmentation de la production renouvelable

L'année 2023 s'est située en Espagne dans le prolongement des tendances historiques, avec une progression de la part des énergies éolienne et solaire dans la production, qui s'est élevée à respectivement 23 % et 14 %. En ce qui concerne la production hydraulique, après une année 2022 sèche et une production exceptionnellement faible, l'année 2023 a vu celle-ci se rapprocher de la moyenne historique (11 % du mix électrique contre 12 % en moyenne au cours de la période 2010-2022) grâce à des précipitations plus abondantes. C'est la production d'électricité à partir de gaz qui a le plus reculé dans le mix espagnol par rapport à l'année précédente, passant de 32 % à 24 % en un an.

Figure 8.23 : Évolution du mix électrique espagnol entre 2010 et 2023



Source : REE

191. Liander, huishoudens kunnen vaker opgewekte zonnestroom niet kwijt, 2023 (en Néerlandais)

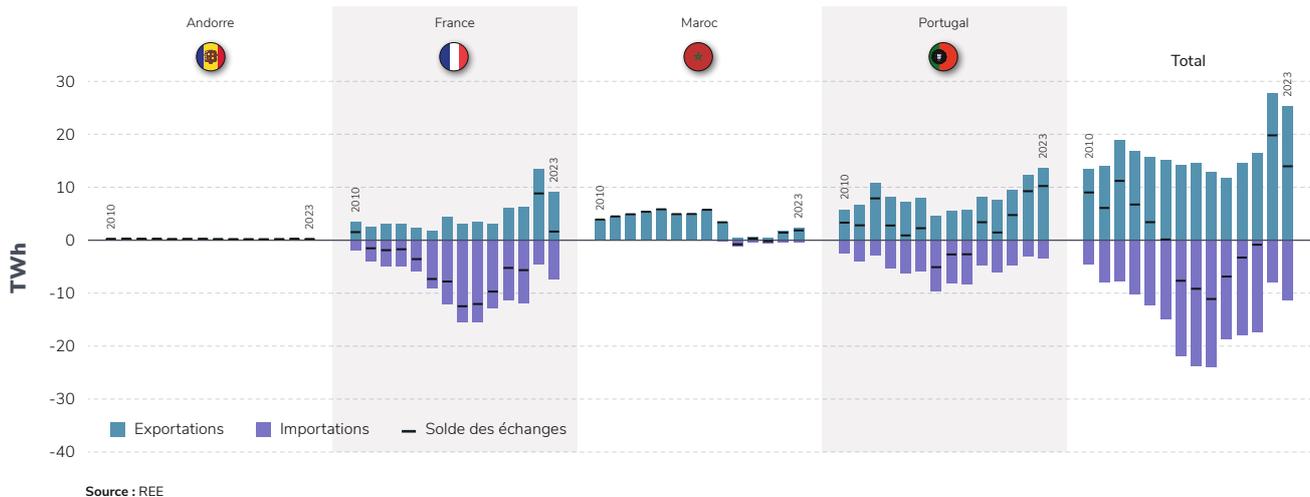
Si la capacité éolienne installée a été relativement faible en 2023 (600 MW pour une capacité totale de 30,7 GW), la capacité solaire installée a augmenté de 23 % pour atteindre 4,6 GW, soit un parc total de 24,6 GW en fin d'année.

La filière éolienne a connu son plus important développement dans les années 2000, pendant lesquelles 20 GW ont été installés, grâce à une industrie locale dynamique, des objectifs gouvernementaux ambitieux et des mécanismes de soutien efficaces. En 2012, l'Espagne était la quatrième nation mondiale du point de vue de la capacité totale avec un parc éolien de près de 23 GW¹⁹². La filière a ensuite connu une période d'atonie, notamment avec l'arrêt des mécanismes de soutien en période de crise économique. Puis en 2018 le gouvernement a adopté un plan pour atteindre une production d'électricité d'origine 100 % d'origine renouvelable en 2050 et un nouveau décret royal rendait le développement des énergies renouvelables à nouveau attractif¹⁹³. Ainsi, 8 GW furent installés entre 2018 à 2023 pour atteindre 30,7 GW fin 2023.

La filière solaire a quant à elle vu 4 GW installés avant 2010, puis un plateau également au début des années 2010, avant de connaître une hausse fulgurante et de quintupler la capacité totale de 5 GW installés en 2018 à 24,6 GW à fin 2023. La production des autres filières est restée relativement stable ces dix dernières années, hormis celle des centrales au charbon dont la capacité installée a été divisée par quatre en dix ans, passant de 12 GW en 2013 à 3 GW en fin d'année 2023.

Alors que l'Espagne était traditionnellement importatrice depuis la France, elle est restée légèrement exportatrice vis-à-vis de la France en 2023, pour la deuxième année consécutive, avec un solde positif de 1,6 TWh. Après une année 2022 où l'influence du « mécanisme ibérique » sur l'électricité en Espagne a favorisé l'exportation de volumes importants vers la France, les échanges en 2023 ont repris un rythme cyclique plus traditionnel caractérisé par des exportations de l'Espagne vers la France lors des moments de forte production renouvelable et des importations dans le cas contraire.

Figure 8.24 : Échanges physiques d'électricité entre l'Espagne et ses voisins



192. Irena, *30 Years of Policies for Wind Energy, 2013* (en Anglais)

193. Décret royal 15/2018

Les échanges avec l'Andorre n'ont pas évolué, comme les années précédentes l'Espagne est restée presque uniquement exportatrice vers la principauté de 80 000 habitants, avec un solde compris entre 200 et 300 GWh.

L'Espagne et le Maroc sont reliés par deux interconnexions de 700 MW chacune installées en

1997 et 2006. Un projet de troisième interconnexion de 700 MW est à l'étude depuis 2019 et pourrait voir le jour en 2026. Après avoir été majoritairement exportatrice vers le Maroc entre 2010 et 2018, l'Espagne a vu ses exportations diminuer et ses importations augmenter à partir de 2019, notamment à cause de l'installation d'une centrale à charbon de 1,4 GW au Maroc fin 2018.

Glossaire

Mot clé	Définition
ASN	L'Autorité de sûreté nucléaire est en France l'entité qui assure les missions, au nom de l'État, de contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection (travailleurs du nucléaire, environnement, populations locales) et de l'information des citoyens « pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés aux activités nucléaires ».
Autoconsommation	Consommation, par un consommateur, de tout ou partie de l'électricité produite par sa propre installation de production.
Autres centrales hydrauliques	Les centrales regroupées dans la catégorie « autre » sont les centrales marémotrices et STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage). Les centrales marémotrices exploitent l'énergie issue des marées dans des zones littorales de fort marnage (différence de hauteur d'eau entre la marée haute et la marée basse se succédant). Elles utilisent le marnage pour produire de l'électricité en exploitant la différence de hauteur entre deux bassins séparés par un barrage. Les centrales STEP, fonctionnant en cycles de pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur, grâce à des turbines-pompes réversibles, constituent un outil de stockage efficace contribuant à l'équilibre du système électrique. Dans le cas où les réservoirs comprennent des apports naturels, la turbine appartient à la catégorie « pompage mixte ». Dans le cas contraire, elle appartient à la catégorie « pompage pur ».
Autres centrales thermiques fossiles	Entre 2001 et 2007 inclus, la série « Autres » comprenait la production sur les réseaux de distribution, la production à partir de gaz dérivés et une production à partir de combustibles « divers ». Entre 2008 et 2010, elle contenait les gaz dérivés et les combustibles divers alors que la production des réseaux de distribution était ventilée entre fioul et gaz. À partir de 2011, toutes les entités de la série « Autres » ont été ventilées sur les séries gaz, fioul et charbon.
Biocarburant	Carburants de substitution obtenus à partir de la biomasse (matière première d'origine végétale, animale ou issue de déchets). Ils sont généralement incorporés dans les carburants d'origine fossile.
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek : institut national des statistiques néerlandais.
Centrales au fil de l'eau	Les centrales au fil de l'eau, situées principalement dans les plaines, présentent une retenue de faible hauteur et ont une durée de remplissage inférieure à 2 heures. Elles ont donc des capacités faibles de modulation par le stockage et dépendent, pour la production, du débit des cours d'eau.
Centrales d'écluse	Les centrales d'écluse, 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 ouverts et non ouverts, 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.
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.

Mot clé	Définition
CSPE	Contribution au service public de l'électricité : taxe prélevée sur la facture d'électricité des fournisseurs d'électricité.
Décarboné(e)	L'électricité décarbonée est 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.
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

Mot clé	Définition
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.