

5

L'EUROPE

Europe : une sécurisation de la trajectoire de neutralité carbone reposant sur une forte électrification de la demande et une accélération du déploiement des renouvelables

5.1	La décarbonation du mix énergétique européen a des conséquences importantes pour le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique français	4
5.1.1	Historiquement, les interconnexions ont participé à la mutation du système électrique européen en garantissant compétitivité du mix et haut niveau de protection technique	4
5.1.2	La décarbonation du mix électrique européen influence dès aujourd'hui les flux d'électricité entre les pays européens et cette évolution va se renforcer avec l'apparition de modes communs liés à une plus grande exposition à l'aléa météorologique	6
5.1.3	Un enjeu important du Bilan prévisionnel : modéliser et anticiper l'impact de l'évolution du système électrique européen sur l'équilibre offre-demande de la France	7
5.1.4	Du côté des capacités d'échange, le développement des interconnexions entre la France et les pays voisins va se poursuivre pour accompagner la décarbonation du mix	8
5.1.5	Du côté des hypothèses de mix européen, des transformations très importantes du secteur énergétique considérées dans le Bilan prévisionnel, conformément à l'ambition croissante de l'ensemble des États en Europe	11
5.1.6	Des variantes portant spécifiquement sur les incertitudes liées à l'évolution du système électrique européen sont étudiées pour évaluer la sensibilité sur le diagnostic de sécurité d'approvisionnement pour la France	14
5.2	Des stratégies énergétiques nationales reposant toutes sur un développement important de l'efficacité énergétique, de l'électrification et des renouvelables mais avec toutefois des différences notables d'un pays à l'autre	16
5.2.1	Allemagne, un développement déjà très important du solaire et de l'éolien qui devrait encore s'accroître	16
5.2.2	Italie, une ambition en cours de révision accordant une large place au solaire	21
5.2.3	Royaume-Uni, une ambition climatique similaire à celle de l'Union européenne et dont l'éolien en mer constitue le principal pilier	25
5.2.4	Espagne, une ambition d'export d'électricité renouvelable vers le reste de l'Europe	29
5.2.5	Belgique, une stratégie de décarbonation reposant sur le solaire et le nucléaire à moyen terme et l'éolien en mer et les imports à long terme	32
5.2.6	Irlande, la nécessité de développer l'ensemble des filières renouvelables pour répondre au défi de l'électrification de la consommation énergétique d'un système insulaire	35

5.3	Deux points communs aux stratégies énergétiques nationales : une évolution forte de la consommation électrique portée par une électrification massive et une accélération du développement des énergies renouvelables	38
5.3.1	Les stratégies des différents États membres conduisent à une hausse de la consommation d'électricité à l'horizon 2030-2035 encore plus élevée que celle projetée pour la France	38
5.3.2	Un parc européen de production d'électricité en forte transformation, avec une volonté d'accélérer le développement des renouvelables selon des rythmes très ambitieux, justifiant d'adopter certaines prudenances	42
5.4	Analyser l'évolution du fonctionnement du système électrique européen afin de comprendre le cadre de l'équilibre offre-demande de la France	51
5.4.1	La consommation résiduelle européenne comme principal inducteur des échanges aux frontières de la France	51
5.4.2	À l'horizon 2030, des régimes d'échange d'électricité en Europe très variables selon les saisons	54

EUROPE :

UNE SÉCURISATION DE LA TRAJECTOIRE DE NEUTRALITÉ CARBONE REPOSANT SUR UNE FORTE ÉLECTRIFICATION DE LA DEMANDE ET UNE ACCÉLÉRATION DU DÉPLOIEMENT DES RENOUVELABLES

5.1 La décarbonation du mix énergétique européen a des conséquences importantes pour le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique français

5.1.1 Historiquement, les interconnexions ont participé à la mutation du système électrique européen en garantissant compétitivité du mix et haut niveau de protection technique

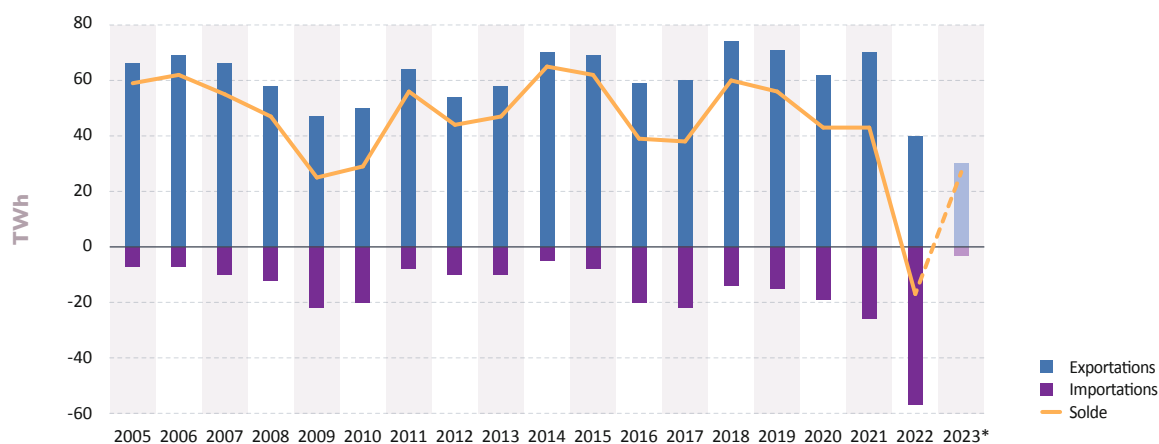
Les interconnexions, en permettant une mutualisation des moyens, font partie des leviers qui contribuent à apporter de la flexibilité et à optimiser le fonctionnement du système électrique européen. Depuis les années 1980, elles ont ainsi permis d'importants volumes d'échanges d'électricité entre les différents pays de la plaque continentale, contribuant à l'optimisation économique du système électrique à l'échelle européenne.

Pour la France en particulier, les interconnexions ont historiquement permis de disposer de débouchés pour la production d'électricité bas-carbone (socle nucléaire et hydraulique, désormais complété par l'éolien et le photovoltaïque), dont les coûts variables sont faibles et qui trouve donc souvent preneurs sur le marché de l'électricité européen. Entre 2005 et 2021, la France s'est ainsi systématiquement retrouvée en situation exportatrice nette d'électricité à l'échelle annuelle, avec un solde exportateur valorisé entre 1 à 3 milliards d'euros chaque

année. Ceci a permis de diminuer légèrement la facture énergétique de la France, par ailleurs très déficitaire du fait du coût des importations de combustibles fossiles (54 milliards d'euros par an en moyenne sur les dix dernières années, 116 milliards d'euros en 2022).

L'année 2022, marquée par la très faible disponibilité du parc nucléaire français du fait des arrêts liés à la corrosion sous contrainte ainsi que par une faible production hydraulique liée à une situation de sécheresse, fait exception : le solde net des échanges commerciaux est ainsi devenu négatif (environ -17 TWh) pour la première fois depuis 1980. Le solde des échanges devrait toutefois redevenir positif dès l'année 2023 (fin août, le solde des échanges sur les 8 premiers mois de l'année était exportateur à hauteur de 27 TWh), grâce à une amélioration de la disponibilité du nucléaire, au maintien de la baisse de la consommation d'électricité et à la poursuite de la croissance des énergies renouvelables.

Figure 5.1 Solde des échanges commerciaux d'électricité entre la France et ses voisins



* période de janvier à août

Source: BE 2022

Sans les interconnexions, un certain nombre de choix énergétiques nationaux des quinze dernières années n'auraient pas pu être mis en œuvre : en permettant à chaque pays de bénéficier des sources de flexibilité disponibles dans les pays voisins, l'interconnexion croissante a permis de gommer les spécificités de chaque politique nationale et d'accélérer des transformations qui n'auraient pas été possibles autrement. À titre d'exemple, la fermeture des centrales nucléaires en Allemagne, celle des centrales au charbon de moyenne taille et des grandes centrales au fioul en France, ou encore celle des centrales au charbon au Royaume-Uni, n'auraient pu être menées à bien tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement dans un cadre purement national. De manière générale, la transformation engagée du système électrique européen, qui se fonde sur le développement de sources de production variable (éolien, solaire) et la fermeture de centrales pilotables, dépend directement de la capacité de chacun à profiter de l'optimisation du parc de production européen.

Les interconnexions ont ainsi également contribué à la sécurité d'approvisionnement électrique du pays, en permettant des imports lors des vagues de froid hivernales lorsque la

consommation de la France croît fortement. Le retour d'expérience de la période 2022-2023 a en outre montré que les interconnexions ont correctement fonctionné en situation de crise : les imports d'électricité, qui ont atteint des niveaux élevés malgré les tensions sur l'approvisionnement en gaz, ont ainsi contribué à sécuriser l'équilibre offre-demande en France notamment pour pallier la faible disponibilité du parc de production nucléaire français. En l'absence d'importations, le recours à des moyens de sauvegarde aurait ainsi été nécessaire au cours de l'hiver.

Le fait que la France importe de l'électricité à certains moments ne signifie toutefois pas systématiquement qu'elle manque d'électricité pour équilibrer son système : dans certaines situations d'import, le système électrique français dispose encore de marges mais les imports d'électricité sont moins coûteux que le démarrage de moyens de production en France. Seules certaines périodes spécifiques sont caractérisées par une situation de dépendance aux interconnexions : hors situation de crise telle que celle observée en 2022-2023, **les périodes pendant lesquelles les importations d'électricité sont indispensables pour assurer l'équilibre offre-demande en France représentent environ 1% des heures de l'année.**

5.1.2 La décarbonation du mix électrique européen influence dès aujourd'hui les flux d'électricité entre les pays européens et cette évolution va se renforcer avec l'apparition de modes communs liés à une plus grande exposition à l'aléa météorologique

Depuis quelques années, le système électrique européen se transforme sous l'effet du développement des énergies renouvelables, qui conduit à une évolution des flux d'électricité à l'échelle européenne. À titre d'exemple, l'Allemagne dispose à certains moments d'une production renouvelable abondante et à coût marginal nul, qu'il est économiquement bénéfique de pouvoir exporter dans d'autres pays, lesquels peuvent ainsi réduire leur recours à une production thermique fossile. Les régimes de flux qui s'établissent en conséquence s'étendent sur toute l'Europe, des pays dont la base bas-carbone est importante et potentiellement excédentaire par rapport aux stricts besoins nationaux (France et Scandinavie de manière structurelle, Allemagne, Royaume-Uni ou Espagne selon les moments) vers les autres.

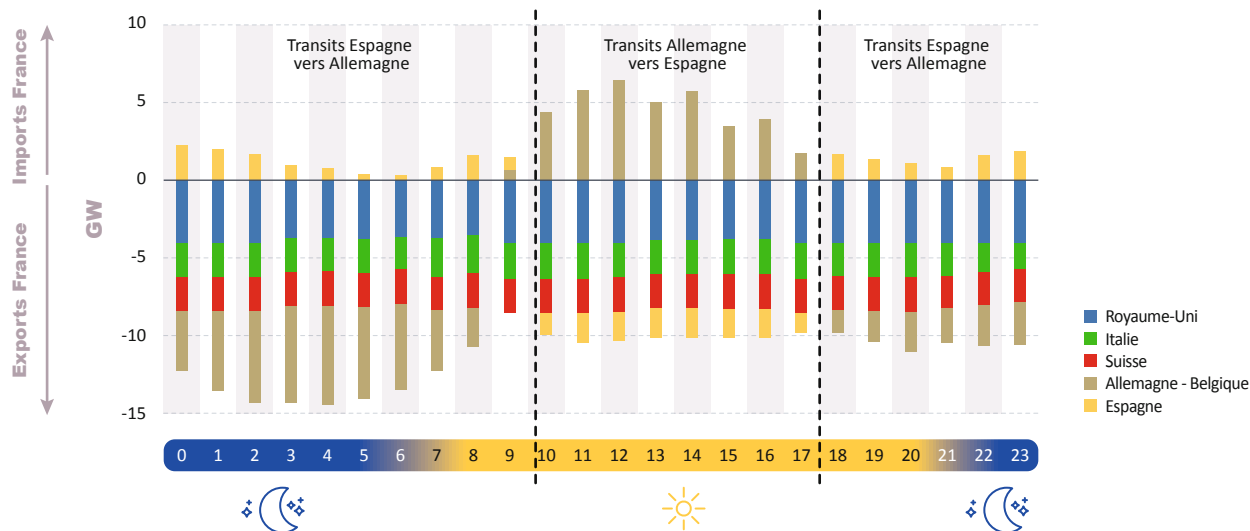
Pour la France, située au carrefour de ces différents pays, le bilan imports/exports horaire par frontière traduit donc également la présence de flux traversants, les échanges d'électricité étant orientés depuis les zones où le prix de gros est le

plus faible (Allemagne et France) vers le sud de l'Europe (Italie et Espagne).

Ces transits sont susceptibles d'être élevés et variables en période de forte production renouvelable. C'est généralement le cas de la fin du printemps, qui combine une production éolienne proche de la moyenne annuelle et fort ensoleillement. Ce type de profil apparaît par exemple sur une journée comme celle du 20 mai 2023, où la France a permis un transit entre l'Espagne et l'Allemagne dont le sens s'est inversé sur la journée :

- ▶ en période nocturne, la production éolienne de la péninsule ibérique a été particulièrement élevée permettant des exports vers l'Allemagne (via la France) dont la production éolienne était relativement constante au cours de la journée et insuffisante pour se passer de groupes thermiques ;
- ▶ en période diurne, la production solaire de la péninsule ibérique n'était pas suffisante pour satisfaire la demande et des imports depuis l'Allemagne (via la France) liée à sa production solaire ont permis de minimiser le recours aux centrales gaz du pays.

Figure 5.2 Échanges commerciaux aux frontières de la France le 20 mai 2023



Cette évolution des flux va s'amplifier sous l'effet de stratégies nationales convergentes combinant forte accélération de l'électrification et développement rapide de l'éolien et du solaire.

D'un côté, les flux vont évoluer en nature et en volume en raison de la transformation des mix électriques. Les transits à l'échelle européenne seront ainsi plus régulièrement marqués par des flux allant du sud de l'Europe vers le nord dans des situations de forte production photovoltaïque en milieu de journée et en été et inversement par des transits nord-sud dans les situations de forte production éolienne autour de la mer du nord. Les interconnexions permettront ainsi à long terme d'accroître la mutualisation de la production d'électricité bas-carbone, en s'appuyant sur les disparités géographiques.

De l'autre, l'évolution du mix va augmenter le risque de « modes communs » à l'échelle

européenne. Alors qu'aujourd'hui les « événements dimensionnants » sont relativement propres à chaque pays, l'exposition du système électrique européen à l'aléa météorologique (en particulier, périodes froides de vent faible ou journées peu ensoleillées) va croître et l'apparition de modes communs va se renforcer. Ces derniers peuvent déjà s'observer, notamment à travers l'augmentation de la fréquence de prix faibles ou négatifs en Europe à partir de la fin du printemps jusqu'à l'automne. Ces évolutions, si elles se réalisent, auront un impact direct sur la gestion de l'équilibre offre-demande en France.

L'un des enjeux du Bilan prévisionnel est donc d'identifier dans quelle mesure ces stratégies similaires adoptées dans tous les pays impactent la dynamique des flux en Europe et peuvent mener à des modes communs (ex. épisode de vent faible, cycle solaire, etc.) qui affecteraient l'équilibre offre-demande de la France.

5.1.3 Un enjeu important du Bilan prévisionnel : modéliser et anticiper l'impact de l'évolution du système électrique européen sur l'équilibre offre-demande de la France

Au regard du caractère fortement interconnecté du système électrique à l'échelle continentale, il est indispensable de modéliser précisément le fonctionnement du marché européen de l'électricité dans le cadre des analyses prospectives sur le système électrique. La modélisation développée et utilisée par RTE pour le Bilan prévisionnel intègre, depuis vingt ans, la représentation du fonctionnement des interconnexions. Cette modélisation a été progressivement enrichie au fil du temps pour élargir le périmètre géographique modélisé et pour affiner la représentation du fonctionnement des moyens de production dans les autres pays. La modélisation utilisée pour l'élaboration du Bilan prévisionnel 2023 intègre ainsi une description précise de l'évolution du mix électrique européen ainsi que l'étude de différentes configurations possibles afin d'identifier leurs conséquences sur le fonctionnement du système électrique français.

Dans le détail, l'analyse est menée via la modélisation des mix électriques de la France et de 16 autres pays européens. Pour chaque pays, et

Figure 5.3 Carte du périmètre de modélisation du Bilan prévisionnel 2023



en cohérence avec le scénario « A-référence » pour la France, RTE a retenu des hypothèses d'évolution de la consommation électrique et des parcs de production cohérentes avec l'atteinte des objectifs du paquet *Fit for 55*.

Les données utilisées sont celles communiquées par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens début 2023 pour l'étude de l'équilibre offre-demande européen de l'ENTSO-E¹ (ERAA 2023²), en tenant compte des stratégies nationales annoncées par les différents États et des besoins d'équilibrage du système électrique européen.

Au-delà de l'aperçu des stratégies nationales, l'analyse des hypothèses de consommation et de production d'électricité permet de comprendre l'évolution de la demande résiduelle européenne. Cette grandeur,

correspondant à la demande finale déduite de la production éolienne et solaire, est en effet le principal inducteur des flux entre pays européens.

Il s'agit d'identifier les situations à risque pour le fonctionnement du système électrique européen, et notamment français, qui peuvent se caractériser notamment par de possibles modes communs entre les pays (risque de pénurie d'électricité en hiver en cas de vague de froid ou gestion des écrêtements des renouvelables en été). En particulier, le renforcement de ces modes communs, les paris technologiques sous-jacents aux trajectoires nationales ainsi que la volonté exprimée d'une plus forte souveraineté du système électrique français ont conduit RTE à intégrer dans le Bilan prévisionnel 2023 davantage de prudenances sur la contribution européenne à la sécurité d'approvisionnement française.

5.1.4 Du côté des capacités d'échange, le développement des interconnexions entre la France et les pays voisins va se poursuivre pour accompagner la décarbonation du mix

Trajectoire de développement des interconnexions

Dans son dernier Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié en 2019, RTE avait réparti les projets de développement des interconnexions transfrontalières (nouveaux projets ou renforcement de lignes existantes) en quatre paquets révélateurs du degré de maturité et de l'intérêt des projets.

Depuis 2019, toutes les interconnexions du «paquet 0» (c'est-à-dire celles dont les travaux étaient déjà lancés : IFA2 et Eleclink avec le Royaume-Uni, Savoie-Piémont avec l'Italie) ont été achevées, tout comme certains projets (Avelin-Avelgem avec la Belgique et l'installation de transformateurs déphaseurs à Aubange en Belgique) du «paquet 1», qui rassemblait les projets dont l'intérêt technico-économique était identifié comme

certain vu du côté français mais pour lesquels les travaux n'avaient pas encore été engagés. Ces interconnexions ont contribué à sécuriser l'équilibre offre-demande au cours de l'hiver 2022-2023, où des niveaux records d'import ont été enregistrés.

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. C'est notamment le cas des interconnexions «Golfe de Gascogne» avec l'Espagne, et «Celtic Interconnector» avec l'Irlande, qui bénéficient toutes deux également d'un soutien de l'Union européenne au titre des projets d'intérêt commun (PCI). Par ailleurs, des projets de lignes d'interconnexion avec l'Allemagne sont également en cours de développement et devraient être mis en service sur l'horizon traité dans le Bilan prévisionnel (Mulhbach-Eichstetten et Vigy-Uchtelfangen).

1. European Network of Transmission System Operators for Electricity, l'association réglementaire des gestionnaires de transport d'électricité de l'Union européenne
2. European Resource Adequacy Assessment 2023 (décembre 2023)

Au-delà de ces projets engagés, plusieurs autres déjà inscrits dans les différents paquets du SDDR 2019 sont envisagés pour des mises en service à l'horizon 2035. Comme le montrent les analyses menées dans le cadre du plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP) réalisé par ENTSO-E ou encore dans les études prospectives réalisées par RTE (SDDR, *Futurs énergétiques 2050...*), le développement des interconnexions présente un intérêt économique via l'optimisation de l'utilisation des moyens de production à large échelle. Cet intérêt économique tend même à croître dans le temps³, dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables variables en Europe.

Le développement des interconnexions répond ainsi en premier lieu à une question de performance économique pour la collectivité (maximisation du social *welfare*), en permettant la mutualisation des moyens bas-carbone et à faible coût variable à tout instant. Celles-ci contribuent également à la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France via la possibilité d'importer de l'électricité lors des périodes de tension. Toutefois ce développement peut se faire sans augmenter la dépendance de la sécurité d'approvisionnement électrique aux pays voisins (voir chapitre 6).

La mise à jour de la planification des projets d'interconnexion sera détaillée dans le cadre du prochain SDDR, en tenant compte des contraintes industrielles, environnementales et sociétales. L'objectif est la construction d'une trajectoire industrielle robuste.

Dans l'attente de cette nouvelle trajectoire de référence de développement des interconnexions, les hypothèses utilisées pour le Bilan prévisionnel 2023 reprennent l'orientation générale du précédent SDDR et des *Futurs énergétiques 2050* ainsi que les dernières évolutions des projets en phase de réalisation tels que «Celtic Interconnector» et «Golfe

de Gascogne». **Les nouvelles interconnexions prises en compte dans le Bilan prévisionnel 2023 correspondent à un accroissement des capacités d'échange aux frontières, au rythme moyen de 700 MW/an⁴ sur la période 2025-2035, légèrement plus prudent que celui envisagé dans les *Futurs énergétiques 2050*.** La trajectoire du prochain SDDR prendra en compte les dernières évolutions des projets d'interconnexion ultérieures à la définition des hypothèses de ce Bilan prévisionnel.

Capacité d'échange dégagée par les nouveaux projets ou les renforcements

La notion de capacité d'interconnexion, telle que présentée dans les graphiques ci-dessous, n'équivaut pas à une capacité d'échange intangible, qui serait constante et garantie tout au long de l'année.

En pratique, la capacité effective d'échange entre les pays varie largement au cours de l'année, en fonction de la disponibilité des lignes elles-mêmes mais également des configurations de production et de consommation au sein de chaque pays, qui influent sur la faculté d'utiliser pleinement ou non les capacités techniques d'échange.

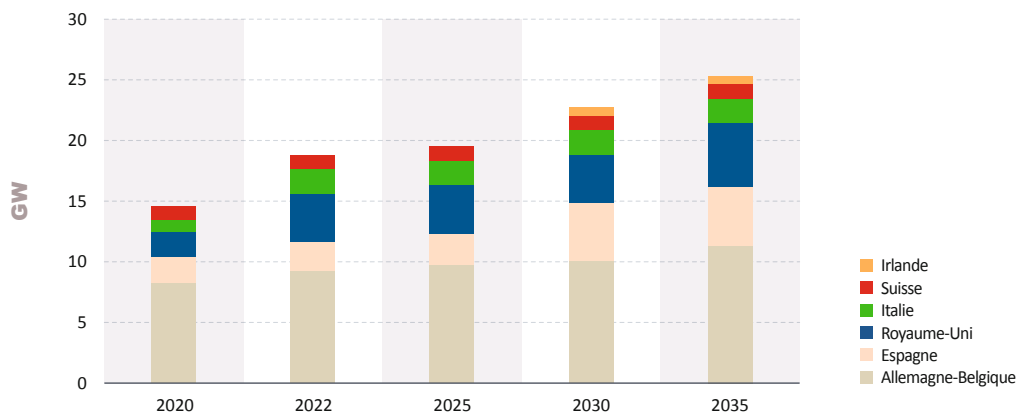
Ces variations concernent notamment l'interconnexion avec la Belgique et l'Allemagne au sein de la région de calcul de capacité Core⁵ pour laquelle des règles spécifiques ont été établies et encadrent la mise à disposition opérationnelle en fonction d'un calcul dynamique (appelé *flow-based*) visant à l'optimisation des capacités d'échange à l'échelle de la région en fonction des contraintes limitantes du réseau, y compris les lignes internes à certains pays (notamment en Allemagne ou aux Pays-Bas). Pour cette zone, le niveau de capacité d'échange retenu dans les représentations du présent chapitre correspond au niveau médian de la capacité d'échange mise à disposition au cours de

3. Tendances générales de l'évaluation des projets d'infrastructure au sein du Ten Year Network Development Plan 2022 de l'ENTSO-E

4. Cette évolution représente la croissance de la Net Transfer Capacity. Sur les horizons 2025 à 2027, l'interconnexion avec l'Allemagne et la Belgique est modélisée de manière dynamique afin de rendre compte de la gestion opérationnelle des capacités au sein de la région Core

5. Regroupe l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la Croatie, la France, le Luxembourg, la Hongrie, la Pologne, la République tchèque, la Roumanie, la Slovaquie et la Slovaquie

Figure 5.4 Évolution des capacités d'interconnexion à l'import de la France avec ses voisins



l'année 2022, à laquelle s'ajoute les incréments de capacité des projets d'infrastructures en fonction de leur date prévue de mise en service. Les analyses du Bilan prévisionnel prennent en compte différents domaines *flow-based* rendant compte de différentes configurations de l'offre et de la demande jusqu'en 2027. Au-delà des prochaines années et pour les analyses à moyen terme (horizons 2030 et 2035), la projection de l'évolution des domaines *flow-based* pour les interconnexions avec l'Allemagne et la Belgique reste difficile à modéliser avec précision. Pour la période 2030-2035, les analyses du Bilan prévisionnel s'appuient ainsi sur une modélisation simplifiée, fondée sur une approche en NTC (*Net Transfer Capacity*) pour l'ensemble des frontières.

De plus, en tenant compte du retour d'expérience des dernières années sur divers événements pouvant affecter la capacité d'échange aux frontières, des configurations de réduction de la capacité d'échange ont été intégrées de manière statistique dans la modélisation du Bilan prévisionnel 2023, de manière analogue aux tirages d'indisponibilités modélisés sur le parc de production. En effet, comme pour tous les composants du système électrique, ces infrastructures présentent des périodes d'indisponibilité en raison de maintenances, de limitations sur les réseaux nationaux ou d'aléas divers (pannes sur des équipements, incendie, arrachage de câbles,

etc.). Concrètement, les hypothèses de disponibilité des capacités d'interconnexion sont fondées sur les statistiques de disponibilité effective des ouvrages observée sur les années récentes.

Le niveau des échanges est quant à lui un résultat de simulation rendant compte d'une part de la disponibilité de ces capacités d'échange et d'autre part de l'équilibre offre-demande de chaque pays modélisé. Ainsi, pour que la France importe lors de situations tendues, il est nécessaire de disposer simultanément de la disponibilité des capacités d'import et de celle des moyens de production à l'étranger. Ceci renforce la nécessité d'intégrer dans la modélisation les stratégies d'évolution des mix électriques des pays voisins, ces dernières pouvant ainsi avoir un impact sur l'évolution de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. **De manière générale, comme présenté dans l'introduction du Bilan prévisionnel (voir p. 23-24 du document « Principaux résultats »), ce dernier a retenu une vision prudente de l'évolution des capacités de production en service dans les pays voisins, afin de ne pas surévaluer la contribution des pays voisins à la sécurité d'alimentation française. Ce principe a été discuté en concertation et a fait l'objet d'un large consensus.** Ainsi, la croissance de la capacité d'échange considérée dans le scénario « A-référence » ne se traduit pas par une plus grande « dépendance » de la France à ses voisins.

5.1.5 Du côté des hypothèses de mix européen, des transformations très importantes du secteur énergétique sont considérées dans le Bilan prévisionnel, conformément à l'ambition croissante de l'ensemble des États en Europe

La transformation du mix énergétique européen s'intègre aujourd'hui dans un cadre largement structuré autour de l'atteinte des objectifs et des ambitions définies par l'Union européenne.

Ce cadre intègre des ambitions relatives à la transition énergétique et climatique révisées à la hausse dans toute l'Union européenne, ainsi que dans les États non-membres mais interconnectés (Suisse, Norvège et désormais Royaume-Uni, pour les pays les plus directement connectés à la France). Ces perspectives sont toutes intégrées aux études prospectives sur le système énergétique européen, que ce soit au niveau européen (scénarios de l'ENTSO-E) ou au niveau national (scénarios du Bilan prévisionnel).

La définition du cadre communautaire remonte notamment à 2009, date à laquelle l'Union européenne a adopté ses premières cibles énergétiques et climatiques visant à lutter contre le réchauffement climatique au travers du paquet énergie-climat 2020. Celui-ci fixait à l'échelle de l'Union trois objectifs pour l'horizon 2020 : une baisse des émissions brutes de 20 % par rapport à 1990, une réduction de 20 % de la consommation énergétique par rapport à l'augmentation tendancielle et une part de 20 % d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie. La cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été atteinte en 2018 et la tendance à la baisse se poursuit.

En 2014, le Conseil européen a fixé les premières cibles à horizon 2030, à savoir une réduction des émissions brutes de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à 1990, une part des renouvelables de 27 % dans la consommation et des gains d'efficacité énergétique de 27 % en énergie primaire. Cette cible a été reprise par la France jusqu'à la seconde Stratégie nationale bas carbone (SNBC) incluse, qui prévoit bien une cible de 40 % pour la réduction des émissions à l'échéance de 2030. Elle constitue donc aussi le point de passage dans les scénarios de référence des *Futurs énergétiques 2050* de RTE.

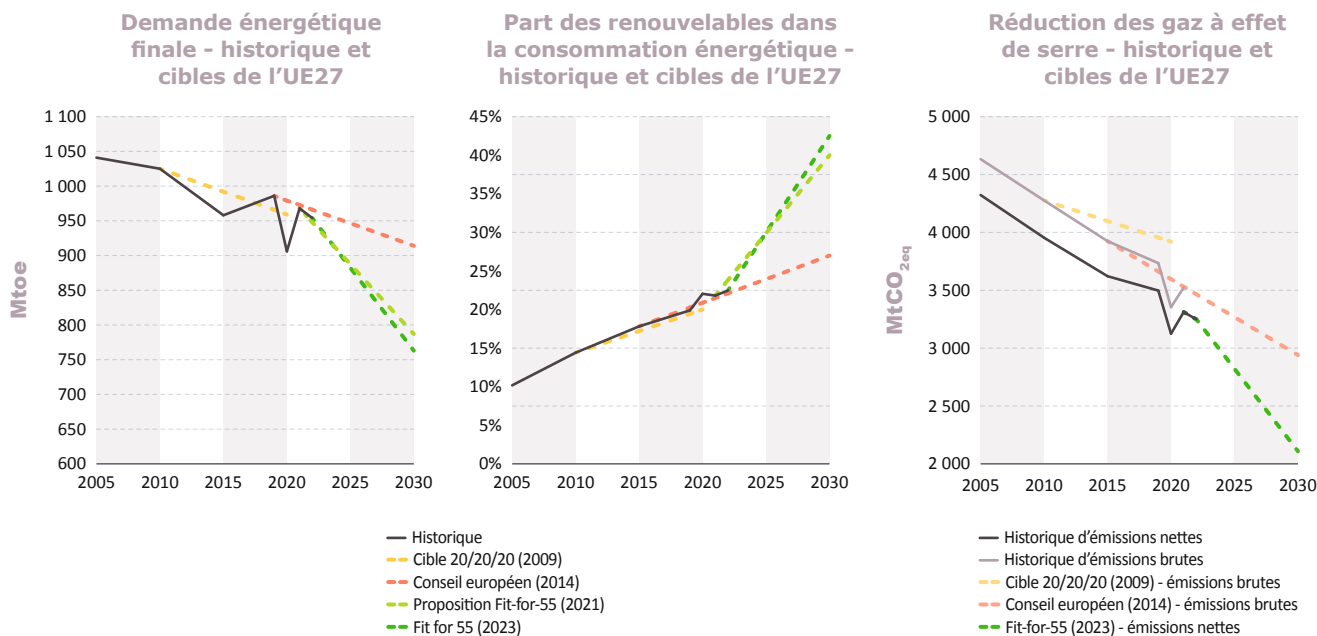
À compter de 2019, la Commission européenne a affiché la volonté de revoir à la hausse l'ambition climatique de l'Europe à l'horizon 2030 au travers du « Pacte vert » (Green Deal). **Les nouveaux objectifs ont été adoptés et déclinés à partir de 2021 dans le cadre du paquet *Fit for 55*, autour de trois axes principaux : baisse des émissions de gaz à effet de serre (- 55 % des émissions nettes par rapport à 1990), baisse de la consommation d'énergie finale et développement de la part des énergies renouvelables.** La nouvelle cible d'une réduction des émissions nettes de 55 % d'ici 2030 a été prise en compte par RTE dans le présent Bilan prévisionnel et par l'État dans son projet de Stratégie française pour l'énergie et le climat (dont le projet a été présenté en novembre 2023).

En mars 2022, en réaction à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la Commission européenne a publié la communication *REPowerEU* s'inscrivant dans le cadre du *Fit for 55* et visant à rehausser certains objectifs afin de renforcer la souveraineté énergétique de l'Europe, notamment vis-à-vis du gaz naturel et de la Russie en fixant l'objectif de réduire la part du gaz fossile dans le mix européen. Elle regroupe des mesures d'urgence et d'autres structurelles portant sur l'horizon 2030.

Plusieurs de ces mesures ont des impacts importants pour le système électrique :

- ▶ une plus grande efficacité énergétique incitant à la fois à une baisse de la demande énergétique et à une plus grande électrification (ex. accélération du déploiement des pompes à chaleur) ;
- ▶ une stratégie de l'Union européenne pour l'énergie solaire visant près de 600 GW de capacité photovoltaïque d'ici 2030 ;
- ▶ la substitution du gaz naturel par de l'hydrogène issu pour moitié d'électrolyse réalisée au sein de l'Union européenne.

Figure 5.5 Évolution des principaux objectifs européens sur l'énergie et le climat



En mars 2023, le trilogue entre la Commission européenne, le Conseil européen et le Parlement européen a abouti à un rehaussement du niveau de deux des cibles du Fit for 55 en portant l'objectif d'efficacité énergétique à 11,7%⁶ et celui de part des renouvelables à 42,5%⁷ à 2030. Ainsi, en une décennie, les ambitions de l'Union européenne, portées par les cibles d'émissions de gaz à effet de serre, de demande énergétique finale et de part de renouvelable, ont fortement augmenté en lien avec l'urgence climatique et la volonté de renforcer la souveraineté énergétique européenne.

Ces nouveaux objectifs se traduisent progressivement dans les révisions des stratégies énergie-climat des États membres. Cela sera notamment le cas pour la France à travers l'élaboration de

la prochaine Stratégie française énergie-climat (SFEC). À partir de l'été 2023, les États membres ont commencé à soumettre à la Commission européenne la version projet de la mise à jour de leurs Plans nationaux énergie-climat (PNEC)⁸. La France a soumis le sien en novembre 2023.

Les hypothèses d'évolution du système énergétique européen reprises dans le Bilan prévisionnel 2023 s'appuient sur ces différents documents de programmation. Elles reposent notamment sur une forte accélération de l'électrification, qui permet des gains importants de réduction de la consommation d'énergie finale, et une forte accélération du développement des énergies renouvelables. Elles sont cohérentes avec les premières mises à jour des PNEC publiées à partir de juillet 2023 sur le site de la Commission européenne.

6. Directive relative à l'efficacité énergétique (UE) 2023/1791 (13 septembre 2023)

7. Directive sur les énergies renouvelables (UE) 2023/2413 (18 octobre 2023)

8. Draft updates of the NECPs (National energy and climate plans), Commission européenne

Si l'Union européenne a atteint ses cibles de développement des renouvelables à 2020, le passage au *Fit for 55* nécessite une accélération d'une ampleur inédite. La capacité des États à atteindre les objectifs du *Fit for 55* dès l'horizon 2030 présente ainsi quelques incertitudes. Ce contexte est pris en compte dans l'élaboration du Bilan prévisionnel.

D'une part, il s'agit de s'assurer que les cibles traduites dans le scénario de référence ne conduisent pas à sous-estimer les risques en matière de sécurité d'approvisionnement et de besoins de flexibilité à moyen terme.

Dans cette optique, la prise en compte de stratégies ambitieuses sur l'électrification des usages, le développement des renouvelables et la sortie des énergies fossiles, constitue un corps d'hypothèses relativement contraignant pour l'équilibre offre-demande. C'est pourquoi les analyses du Bilan prévisionnel se fondent majoritairement sur des hypothèses de transition rapide dans les pays voisins, même si celle-ci est incertaine.

En revanche, un point spécifique concerne les projections de l'évolution du parc de centrales thermiques en Europe. Une analyse approfondie montre qu'une situation dans laquelle chaque pays développerait ou maintiendrait des capacités importantes de centrales thermiques pourrait conduire à des difficultés de rentabilité de certains de ces moyens.

Si certains pays disposent de mécanismes de capacité, ceux-ci sont supposés assurer l'équilibrage par rapport à un critère réglementaire bien défini et pas au-delà. Par conséquent, dans la configuration de référence utilisée dans le Bilan prévisionnel, les capacités totales de centrales au gaz en Espagne, Italie et au Royaume-Uni ont été réduites à l'horizon 2030-2035 par rapport aux projections remontées par les gestionnaires de réseau (en accentuant le déclassement de centrales existantes).

Cet ajustement permet de refléter une contribution prudente de ces pays à l'équilibre offre-demande de la France lors des moments de tension, selon le principe évoqué dans l'introduction du Bilan prévisionnel et plus haut dans ce chapitre. **Il conduit *in fine* à une relative stabilité de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France malgré l'augmentation des capacités d'échange.**

D'autre part, il s'agit d'anticiper le fonctionnement du système dans des configurations dégradées intégrant des retards significatifs dans la transition des pays. À ce titre, deux variantes ont été introduites afin d'étudier l'impact sur le système électrique de la France d'un retard dans le développement des renouvelables ou de la flexibilité de la demande par rapport aux cibles poursuivies par les États membres dans leur PNEC et des données remontées en conséquence par les gestionnaires de réseau européens dans le cadre des études ENTSO-E.

5.1.6 Des variantes portant spécifiquement sur les incertitudes liées à l'évolution du système électrique européen sont étudiées pour évaluer la sensibilité sur le diagnostic de sécurité d'approvisionnement pour la France

La configuration de référence retenue pour l'évolution du mix européen dans le Bilan prévisionnel, décrite succinctement ci-avant et détaillée dans les parties suivantes, est complétée par l'étude de différentes variantes ou analyses de sensibilité.

En particulier, l'analyse intègre une variante «thermique renforcé en Europe», dans laquelle un volume plus important de centrales à gaz sont

maintenues en Europe. Elle permet de quantifier l'impact d'un scénario optimiste sur l'évolution de la contribution des interconnexions sur le besoin de flexibilité en France.

Plusieurs autres variantes permettent d'analyser l'impact d'un retard du développement des renouvelables et des flexibilités (demande et batteries) sur le fonctionnement du système électrique et la sécurité d'approvisionnement de la France.

Tableau 5.1 Paramètres du contexte européen de référence et des variantes

	Niveau de sécurité d'approvisionnement dans les pays voisins	Développement des renouvelables en Europe	Développement des flexibilités en Europe
Référence	Réduction des capacités thermiques gaz de l'Espagne, de l'Italie et du Royaume-Uni à un niveau correspondant à leur critère de sécurité d'approvisionnement	Capacités anticipées par les gestionnaires de réseau de transport pour l'atteinte du <i>Fit for 55</i>	«Flexibilité médiane» de la demande des pays européens (cf. chapitre 2) Capacité des batteries telle qu'anticipée par les gestionnaires de réseau de transport pour l'atteinte du <i>Fit for 55</i>
Thermique renforcé en Europe	Maintien des capacités thermiques gaz excédentaires en Espagne, Italie et Royaume-Uni au niveau anticipé par ces pays	Idem référence	Idem référence
Retard renouvelables	Idem référence	Moindre accélération du développement de l'éolien en mer (rythme actuel x2 contre x7 dans la référence)	Idem référence
Retard flexibilité	Idem référence	Idem référence	«Flexibilité basse» de la demande des pays européens (cf. chapitre 2) Retard de quatre années dans le développement des batteries

Les hypothèses de ces variantes sont explicitées dans ce chapitre et l'analyse de leur impact sur le système électrique de la France est détaillée dans le chapitre 6.

La partie 5.2 présente pour les principaux pays voisins les stratégies suivies et les mix électriques

qui en résultent, la partie 5.3 fournit une vision par filière à l'échelle des 17 pays modélisés. Ces données définissent le contexte européen utilisé pour l'ensemble des scénarios ainsi que les variantes étudiées dans ce Bilan prévisionnel.

5.2 Des stratégies énergétiques nationales reposant toutes sur un développement important de l'efficacité énergétique, de l'électrification et des renouvelables mais avec toutefois des différences notables d'un pays à l'autre

La neutralité carbone en 2050 et les cibles 2030 du *Fit for 55* constituent le cadre commun des politiques énergétiques et climatiques de chaque État membre. Pour autant, les voies suivies pour les atteindre peuvent différer en raison de nombreux facteurs. La demande énergétique dépend notamment de la population, de l'activité économique

et du climat. L'approvisionnement énergétique dépend de son côté du potentiel d'énergie renouvelable du pays (photovoltaïque pour les pays du Sud de l'Europe, éolien en mer et/ou hydraulique pour les pays du Nord...), ainsi que de choix politiques tels que le recours (ou non) au nucléaire ou à une part significative d'imports énergétiques.

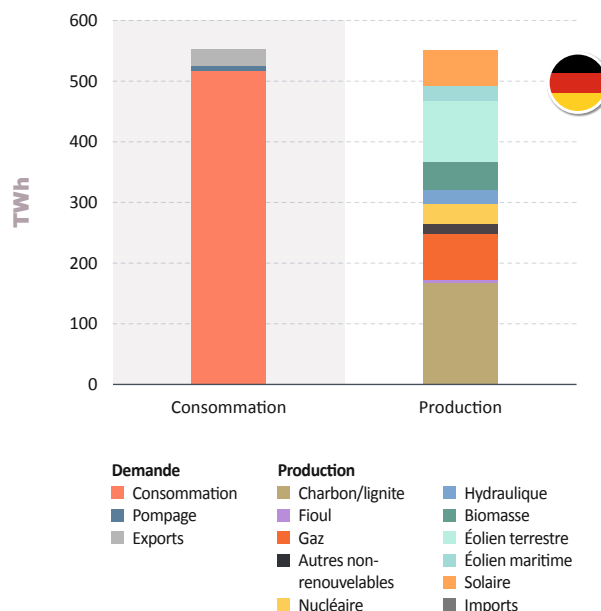
5.2.1 Allemagne, un développement déjà très important du solaire et de l'éolien qui devrait encore s'accroître

5.2.1.1 État des lieux du système électrique allemand et des nouveaux objectifs énergie-climat

Le système électrique allemand a été marqué ces dernières années par l'essor massif des énergies renouvelables combiné à la fermeture des centrales nucléaires (environ 20 GW fermés entre 2011 et 2023), décidé après l'accident de Fukushima-Daiichi en 2011.

En 2022, la production nette d'électricité a atteint 558 TWh⁹ avec une part des énergies renouvelables s'élevant à près de 45%, supérieure à la moyenne des pays de l'Union européenne. L'intensité carbone de la production électrique est sur une tendance baissière mais reste très élevée (347 gCO_{2eq}/kWh en 2021 d'après l'Agence européenne de l'environnement¹⁰) par rapport à la moyenne de l'Union européenne¹¹, en raison de la place encore importante du charbon et du lignite. Bénéficiant d'un socle de production à faible coût variable (renouvelables, nucléaire et lignite),

Figure 5.6 Bilan électrique de l'Allemagne en 2022



9. Production brute et nette d'électricité et de chaleur secondaire par type de centrale et type d'opérateur (série nrg_ind_peh), Eurostat

10. Greenhouse gas emission intensity of electricity generation, European Environment Agency

11. À comparer à 238 gCO_{2eq}/kWh à l'échelle de l'Union européenne et de 56 gCO_{2eq}/kWh pour la France

généralement compétitif sur le marché européen, l'Allemagne maintient une position exportatrice depuis les années 2000.

Suite aux critiques de la Cour constitutionnelle fédérale, l'ambition climatique a été rehaussée, la neutralité carbone devant être désormais atteinte en 2045, avec un point de passage intermédiaire ciblant une réduction des émissions de 65% dès 2030 (par rapport aux niveaux de 1990). Ces deux objectifs, plus ambitieux que ceux de l'Union européenne, nécessitent des transformations considérables du secteur énergétique à très court terme, dont « l'Easter Package » a défini, début 2022, les grandes lignes :

- ▶ réduction de la consommation d'énergie primaire de respectivement 30% et 45% aux horizons 2030 et 2050 (par rapport aux niveaux de 2008) ;
- ▶ électrification de l'économie, y compris de manière indirecte sous forme d'hydrogène et de carburants de synthèse issus de l'électrolyse ;
- ▶ très fort développement des énergies renouvelables permettant l'électrification de la demande et la sortie du nucléaire (effective en 2023) et du charbon d'ici 2038, la nouvelle coalition visant par ailleurs une sortie dès 2030 « dans l'idéal » ;
- ▶ compensation des émissions résiduelles via des émissions négatives reposant sur des puits naturels voire des solutions technologiques (CCS).

5.2.1.2 Une consommation électrique projetée en très forte hausse, en raison de l'ambition d'électrification des transports, du bâtiment et de l'industrie

La stratégie allemande repose sur une électrification importante des usages énergétiques qui devrait conduire à une très forte augmentation de la consommation d'électricité (+60% à l'horizon 2035 par rapport à 2021), alors même que la demande électrique était globalement stable voire en légère baisse ces dernières années. Si l'efficacité énergétique est une composante essentielle de cette stratégie, la notion de sobriété énergétique est relativement absente du débat allemand.

Ces orientations se retrouvent dans les politiques sectorielles mises en place ou en discussion :

- ▶ S'agissant des bâtiments, le parlement a adopté début septembre 2023 une loi d'accélération de sortie des énergies fossiles dans le chauffage. Ainsi, **les nouvelles constructions dans les zones en développement devront fonctionner à partir de 65% d'énergies renouvelables dès 2024** et les autorités locales devront définir leurs plans relatifs au chauffage visant à aligner les systèmes existants sur les nouvelles normes entre 2026 et 2028 selon la taille des agglomérations. La loi prévoit

Figure 5.7 Trajectoire d'évolution de la demande électrique de l'Allemagne dans les scénarios du Bilan prévisionnel

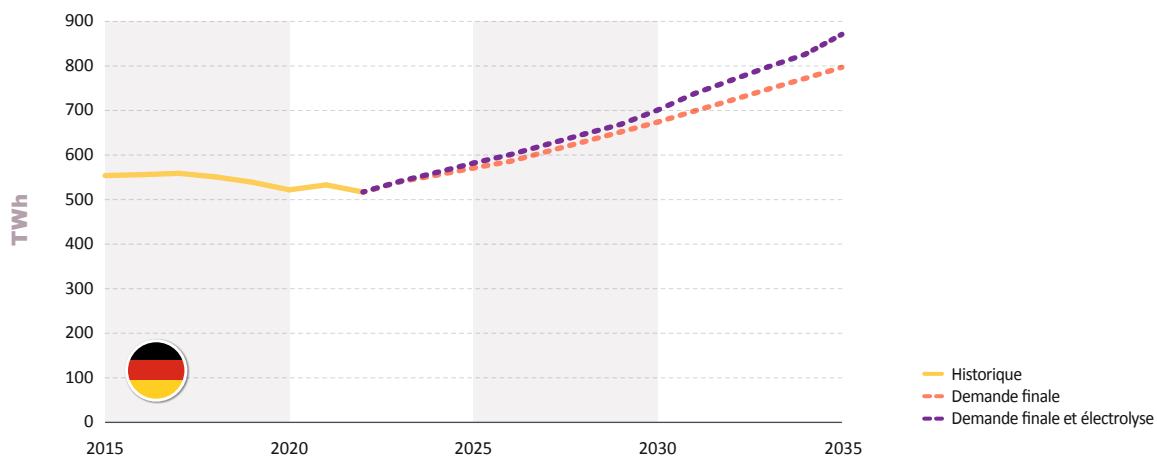


Tableau 5.2 Scénarios de demande électrique du plan de développement de réseau électrique de l'Allemagne (2023)

Horizon 2037	Demande finale d'électricité	Demande pour électrolyse	Croissance annuelle de la demande
Scénario A (molécule)	708 TWh (8,6 MWh/hab)	120 TWh	3,3%
Scénario B (électrification et efficacité)	813 TWh (9,9 MWh/hab)	78 TWh	4,0%
Scénario C (électrification)	898 TWh (10,9 MWh/hab)	84 TWh	4,4%

également des dispositifs d'aide financière couvrant 30 % à 70 % de l'investissement selon le revenu des ménages et la date des remplacements. L'objectif affiché consiste à installer au moins 500 000 pompes à chaleur chaque année à partir de 2024.

- ▶ Dans le secteur du transport, l'effort doit porter sur l'adaptation de la fiscalité, une planification d'ampleur du déploiement des bornes de recharge, le développement du ferroutage et une stratégie relative aux carburants de synthèse. D'ici à 2030, le nombre de véhicules légers électriques devrait atteindre les 15 millions d'unités.
- ▶ Dans l'industrie, le développement d'une économie de l'hydrogène est affiché comme une priorité. Celle-ci devrait s'appuyer en partie sur une production nationale par électrolyse (objectif d'au moins 10 GW de capacité en 2030, pour une production de 30 TWh d'hydrogène renouvelable à partir notamment de l'éolien en mer) mais aussi et surtout sur des imports depuis d'autres pays voire régions du monde. Le gouvernement allemand s'est ainsi engagé dans la signature de partenariats bilatéraux à travers le monde. **Ainsi, à la différence de la stratégie française pour l'énergie et le climat, celle de l'Allemagne dépend explicitement du développement des échanges**

internationaux d'hydrogène, et plus précisément de la faculté pour l'Allemagne d'en importer dans des proportions importantes.

Les opérateurs de transport d'électricité allemands ont traduit ces ambitions dans trois scénarios servant de base à leur plan de développement. **Le scénario B, combinant priorité à l'électrification directe et à l'efficacité énergétique, est celui retenu par RTE pour le Bilan prévisionnel**, par cohérence avec le scénario «A-référence» pour la France, et par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands pour le récent scénario de référence européen de l'ERAA 2023 de l'ENTSO-E.

5.2.1.3 Une ambition très élevée de développement des renouvelables qui doit permettre la sortie du charbon dès 2030 mais qui nécessite une accélération encore très forte des rythmes de mise en service des énergies renouvelables

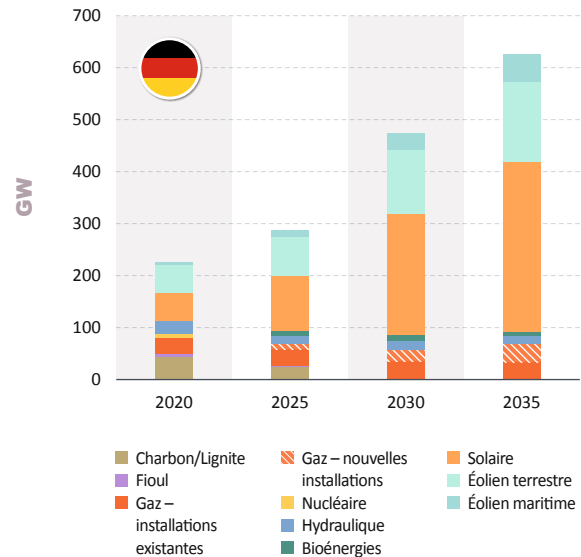
La loi définissant la trajectoire de sortie du charbon et du lignite d'ici 2038 a été adoptée en 2020 : celle-ci prévoyait notamment un point de passage à 17 GW de capacité au charbon en 2030.

La coalition gouvernementale au pouvoir depuis 2021 a annoncé une sortie du charbon «dans l'idéal» dès 2030, même si cet objectif n'est pas traduit dans la loi et reste *a priori* conditionné à des perspectives favorables en matière de sécurité d'approvisionnement et de prix.

Cette sortie accélérée du charbon combinée à l'électrification du mix énergétique nécessite donc un développement très ambitieux des énergies renouvelables. D'après le ministère fédéral de l'économie et de la protection du climat (BMWK), celles-ci devraient représenter 80% de la production électrique en 2030 avec le développement de 115 GW d'éolien terrestre, 30 GW d'éolien en mer et 215 GW de photovoltaïque (objectifs de l'EEG 2023¹²). Plusieurs mesures visent à accompagner cette nouvelle ambition comme le classement des renouvelables comme relevant d'un intérêt public et la sécurité publique ou encore une répartition équitable entre *Landers* des surfaces dédiées à l'éolien terrestre avec l'objectif de passer en moyenne à 2% d'ici 2032 contre 0,9% fin 2021.

L'atteinte de ces objectifs nécessite cependant des rythmes d'installation considérables pour toutes les filières (+21 GW par an de solaire à partir de 2026, +10 GW par an d'éolien terrestre à partir de 2025 et +3 GW par an d'éolien en mer), sans commune mesure avec ceux observés ces dernières années (multiplication par 3 sur les renouvelables terrestres et multiplication par 10 sur l'éolien en mer). **Si l'Allemagne a, de longue date, fait du développement des énergies renouvelables un projet de société majeur et a déjà largement développé les différentes filières, la capacité à déployer autant d'installations renouvelables sur une courte période suscite de fortes interrogations, à la fois en termes de contraintes industrielles, d'acceptabilité mais également d'adaptation des réseaux.** Le potentiel éolien est concentré dans le nord du pays alors que les grands centres de consommation industrielle se situent dans le sud du pays.

Figure 5.8 Évolution du parc de production d'électricité en Allemagne dans les scénarios du Bilan prévisionnel



L'atteinte des objectifs éoliens nécessite ainsi la construction de dorsales nord-sud en courant continu qui sont au cœur du plan de développement du réseau de transport allemand¹³.

Sur le premier semestre 2023, le rythme des installations de capacité solaire a été en ligne avec l'objectif annuel de +9 GW. Pour l'éolien, les 1,8 GW installés mi-2023 marquent une progression par rapport à l'an passé mais ne devraient pas permettre l'atteinte de l'objectif de 4 GW. Si la réforme des régimes d'autorisation commence à porter ses fruits¹⁴, l'éolien terrestre fait toutefois face à des difficultés d'autorisation d'acheminement des équipements (mâts et pales) sur la zone du projet. Enfin, les dernières attributions de projets d'éoliennes en mer, réalisées à des prix très compétitifs, ont conduit à un débat sur la soutenabilité économique des prix obtenus pour les développeurs¹⁵.

12. Loi sur les énergies renouvelables Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) et amendement à la loi sur l'éolien en mer Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG 2023), Bundesministerium der Justiz

13. Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 (Version 2023), Netzentwicklungsplan

14. Germany installed 1,6 GW new onshore wind in the first semester; rigorously implements EU permitting measures, WindEurope (18 juillet 2023)

15. German offshore wind capacity up 3.1% in H1, manufacturers demand law amendments, Reuters (25 juillet 2023)

5.2.1.4 Un équilibre offre-demande nécessitant un développement de nouvelles centrales thermiques et des interconnexions

Grâce à un socle important de moyens à faibles coûts variables (énergies renouvelables, nucléaire et lignite), l'Allemagne a été, dans un passé récent, exportatrice nette d'électricité. L'évolution de son mix électrique déjà mise en œuvre (fermeture des centrales nucléaires) et projetée (fermeture de centrales au lignite ou au charbon, développement de centrales au gaz) devrait toutefois conduire à une réduction significative du solde exportateur d'électricité à terme ainsi qu'à une position fortement importatrice d'hydrogène.

L'Allemagne possède aujourd'hui un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en électricité du fait d'une capacité de production thermique très importante. La probabilité de recours annuel au délestage est actuellement très faible (de l'ordre de quelques minutes par an en espérance dans un système interconnecté) alors que le critère défini par le ministère s'élève à 2,77 heures par an.

Afin de maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement tout en permettant une fermeture des centrales charbon et lignite dès 2030, l'Allemagne doit développer des capacités flexibles supplémentaires. Le régulateur allemand a publié début 2023 une étude¹⁶ évaluant ce besoin entre 17 et 21 GW de capacités au gaz supplémentaires à l'horizon 2030 dont seule une partie est aujourd'hui planifiée. Des discussions sont en cours entre le gouvernement allemand et la Commission européenne sur l'éligibilité de ces centrales¹⁷ à des aides publiques (8,8 GW fonctionneraient directement à l'hydrogène, mais jusqu'à 15 GW au gaz fossile, avec la perspective d'une conversion à l'hydrogène d'ici 2035). Ce programme de développement de centrales thermiques soulève de nombreuses questions, qui

n'apparaissent aujourd'hui absolument pas tranchées : faculté de construire autant de centrales thermiques en un délai aussi court, disponibilité de l'hydrogène nécessaire à leur fonctionnement, compatibilité du programme avec les objectifs climatiques du pays.

De ce fait, la bonne réalisation de cette stratégie ne peut être considérée comme acquise dans le cadre du Bilan prévisionnel. Toutefois un retard dans le déploiement des nouvelles centrales au gaz en Allemagne se traduira certainement par un ralentissement du rythme de fermeture des centrales au charbon, qui s'étalerait alors au-delà de 2030 sans impact sur la sécurité d'approvisionnement de la France mais au prix d'émission de gaz à effet de serre plus élevées. Dans tous les cas, le niveau de sécurité d'alimentation en Allemagne pourrait diminuer par rapport à la situation actuelle, mais sans se dégrader au-delà de la valeur actuelle du critère de sécurité d'approvisionnement.

L'étude du régulateur allemand identifie également le besoin de développer la flexibilité de la demande telle que la charge des véhicules électriques, les effacements industriels, le fonctionnement des pompes à chaleur et des électrolyseurs. Enfin, le développement des interconnexions (40 GW en 2030 contre 30 GW en 2022) devient désormais une composante importante de la sécurité d'approvisionnement de l'Allemagne.

Ainsi les hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel pour l'Allemagne (forte accélération de l'électrification et du développement des renouvelables, sortie du charbon en 2030 et abaissement du niveau de sécurité d'approvisionnement à hauteur du critère réglementaire) constituent une configuration prudente pour l'évaluation de la contribution du pays à la sécurité d'approvisionnement de la France.

16. Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Bundesministerium für wirtschaft und Klimaschutz (janvier 2023)

17. Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt, Bundesministerium für wirtschaft und Klimaschutz (1 août 2023)

5.2.2 Italie, une ambition en cours de révision accordant une large place au solaire

5.2.2.1 État des lieux du système électrique italien et des objectifs énergie-climat

L'Italie est un pays structurellement importateur d'électricité : les imports nets ont représenté 13% de sa consommation en 2022. Le gaz fossile constitue encore la principale source d'électricité (53% de la production) tandis que la part des énergies renouvelables croît progressivement, atteignant 36% en 2022, soit un niveau proche de la moyenne des pays de l'Union européenne. En parallèle, l'Italie ferme progressivement ses centrales au charbon, permettant de faire baisser l'intensité carbone de la production électrique (236 gCO_{2eq}/kWh en 2021 d'après l'Agence européenne de l'environnement) pour s'établir dans la moyenne de l'Union européenne.

La crise énergétique qui a suivi l'invasion de l'Ukraine par la Russie a particulièrement affecté l'Italie compte tenu de la place du gaz dans son mix énergétique et électrique. En réaction, le

gouvernement a lancé en 2022 un plan de réduction de la consommation de gaz naturel avec plusieurs mesures impactant le système électrique :

- ▶ l'accélération du déploiement des énergies renouvelables avec un rythme annuel devant atteindre 8 GW ;
- ▶ la réduction de la production d'électricité à partir de gaz avec le recours à des centrales au fioul voire au charbon, pouvant amener à une augmentation temporaire des émissions de gaz à effet de serre et au maintien de centrales qui devaient initialement être fermées.

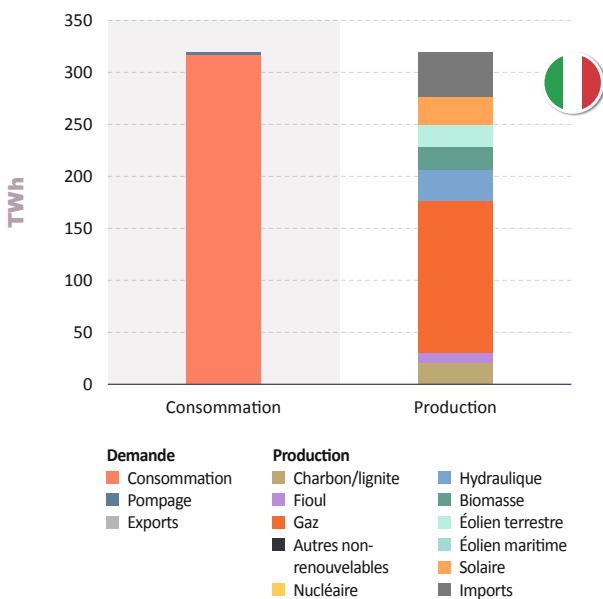
Au cours de l'été 2023, l'Italie a publié le projet de mise à jour de son Plan national énergie-climat. Il prévoit, en plus d'un développement des renouvelables à hauteur de 65% du mix de production électrique en 2030, un taux d'électrification directe devant atteindre 27% à cet horizon (contre 22% aujourd'hui).

Ce plan confirme également la volonté de l'Italie de se positionner comme hub énergétique entre l'Europe et le bassin méditerranéen. Ceci suppose d'élargir des partenariats historiquement centrés sur les hydrocarbures à l'électricité, l'hydrogène et la séquestration de dioxyde de carbone.

Enfin, ce plan aborde la question d'une possible relance du nucléaire dans un pays ayant marqué son opposition au cours de deux référendums intervenus au moment des accidents de Tchernobyl (qui mena à la sortie de cette technologie en 1990) et de Fukushima. Aucune décision ni aucun programme d'ampleur n'a toutefois été annoncé à ce stade et d'éventuelles capacités ne pourraient se matérialiser qu'au-delà de l'horizon de ce Bilan prévisionnel.

Toutefois, l'Italie indique aussi que son projet de plan n'est pas encore complet et que des mesures supplémentaires seront nécessaires afin de rendre le scénario cible compatible avec les objectifs de réduction des gaz à effet de serre des secteurs soumis au règlement européen sur le partage de l'effort¹⁸, en cohérence avec le paquet *Fit for 55*, et de réduction de la consommation finale d'énergie.

Figure 5.9 Bilan électrique de l'Italie en 2022



18. Transports, bâtiments, tertiaire et agriculture

5.2.2.2 Une consommation électrique en hausse, modérée et portée principalement par le chauffage et les transports

Le projet de Plan national énergie-climat italien anticipe une augmentation modérée de la consommation électrique en comparaison à d'autres États membres (augmentation de l'ordre de +13% à l'horizon 2030). Toutefois l'alignement du scénario cible avec les objectifs européens pourrait entraîner dans les mois à venir une nouvelle révision à la hausse de la trajectoire de consommation électrique.

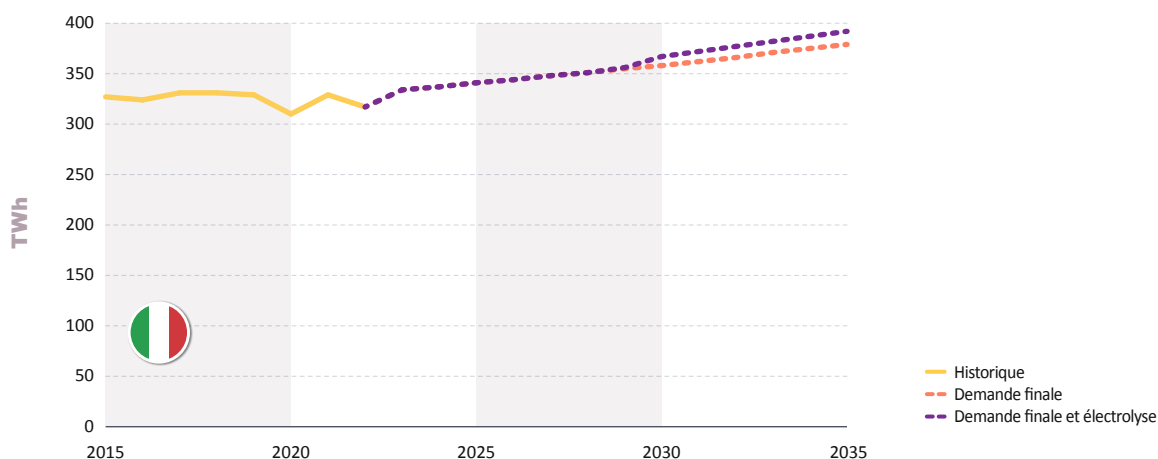
L'Italie est le second marché européen en termes de nombre de pompes à chaleur déployées. En 2020, le gouvernement a lancé un vaste plan d'aide à la rénovation pouvant couvrir jusqu'à 110% des coûts investis. Ceci a conduit à l'installation d'un demi-million de pompes à chaleur en 2022 ainsi qu'un million de chaudières au gaz notamment dans les immeubles anciens. Le budget alloué a été rapidement consommé du fait notamment d'une forte inflation du coût des travaux et le nouveau gouvernement a revu le niveau des aides à la baisse, en les plafonnant à 65% des coûts à partir de 2025, et en les conditionnant aux revenus des ménages et à la performance des rénovations.

Les ventes de véhicules électriques (y compris hybrides rechargeables) n'ont représenté que 9% des immatriculations en 2022, une inflexion à la hausse est visée dans les prochaines années afin d'atteindre un objectif de 6 millions de véhicules électriques en 2030.

Les opérateurs de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel, Terna et Snam, ont publié en 2022 des scénarios multi-énergies transcrivant ces tendances et politiques nationales¹⁹. À l'horizon 2030, l'atteinte des cibles du *Fit for 55* est portée par le scénario «*Fit for 55*» qui évolue ensuite selon deux cheminements d'atteinte de la neutralité carbone, *Distributed Energy Italia* privilégiant l'électrification directe et *Global Ambition Italia* prévoyant un rôle plus significatif pour les molécules bas carbone. Un scénario de retard, *Late Transition*, a également été défini sur les horizons 2030 et 2040.

Par cohérence avec le scénario «A-référence» pour la France, le scénario *Fit for 55* à l'horizon 2030 et *Distributed Energy Italia* à l'horizon 2040 est celui considéré par RTE pour l'élaboration du Bilan prévisionnel 2023 et par Terna pour l'ERAA 2023 de l'ENTSO-E.

Figure 5.10 Trajectoire d'évolution de la demande électrique de l'Italie dans les scénarios du Bilan prévisionnel



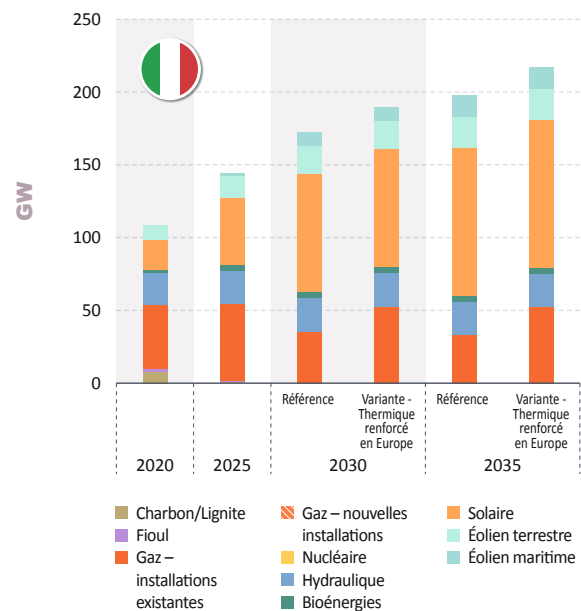
19. Documento Descrizione Scenari 2022, Terna et Snam (1 août 2022)

Tableau 5.3 Scénarios de demande électrique des opérateurs de transport d'électricité et de gaz italien (2022)

	Scénarios	Demande finale d'électricité	Demande pour électrolyse	Croissance annuelle de la demande
2030	Fit for 55	357 TWh (5,9 MWh/hab)	9 TWh	1,2%
	Late Transition	331 TWh (5,5 MWh/hab)	0 TWh	0,3%
2040	Distributed Energy Italia	400 TWh (6,7 MWh/hab)	18 TWh	1,3%
	Global Ambition Italia	380 TWh (6,4 TWh/hab)	16 TWh	1,0%
	Late Transition	380 TWh (6,4 TWh/hab)	9 TWh	0,9%

5.2.2.3 Une ambition de développement des renouvelables centrée sur le photovoltaïque

Compte tenu de sa géographie et de son profil de consommation contre-saisonnier, une attention particulière est consacrée dans la stratégie énergétique de l'Italie au développement du solaire et au stockage d'électricité. Après une progression atone entre 2015 et 2020, le rythme annuel de développement du photovoltaïque a crû, passant à 1 GW en 2021 puis 2,5 GW en 2022. L'agrivoltaïsme est un axe privilégié faisant l'objet d'un plan d'aides d'État de 1,2 Md€ approuvé par la Commission européenne²⁰ en 2022. Le développement de solaire sur *tracker*²¹ constitue un autre axe de la stratégie italienne afin d'optimiser la production renouvelable et l'occupation du sol et se traduit ainsi par l'émergence de constructeurs nationaux de tels systèmes. Les trajectoires projetées visent désormais un développement du solaire photovoltaïque à hauteur de 6 GW/an à l'horizon 2035.

Figure 5.11 Évolution du parc de production d'électricité en Italie dans les scénarios du Bilan prévisionnel

20. State aid: Commission approves €1.2 billion Italian scheme under Recovery and Resilience Facility to support investments in photovoltaic panels in agricultural sector, Commission européenne (7 juillet 2022)

21. Dispositif permettant une rotation du panneau photovoltaïque sur un ou deux axes afin de permettre une meilleure exposition de celui-ci au cours de la journée

Concernant l'éolien en mer, le projet de mise à jour du PNEC italien précise une ambition centrée sur l'éolien flottant compte tenu de la profondeur des fonds marins avec l'ambition d'atteindre jusqu'à près d'une dizaine de gigawatts à l'horizon 2030. Si cette ambition paraît élevée par rapport à la tendance actuelle, la prise en compte de cet objectif dans les analyses du Bilan prévisionnel conduit à réduire le parc thermique pilotable de l'Italie et donc à une évaluation prudente de la contribution de ce pays à la sécurité d'approvisionnement de la France.

Le système électrique italien fait face à un déséquilibre entre une consommation principalement concentrée dans le nord du pays et une production solaire et éolienne dans le sud de la péninsule permettant de bénéficier de l'espace disponible et de facteurs de charge plus élevés.

Cela se traduit notamment par l'existence de plusieurs zones de prix (*bidding zones*) qui témoignent d'un réseau électrique ne permettant pas une optimisation parfaite entre production et consommation à l'échelle italienne. Pour ces raisons, et afin d'optimiser le développement des réseaux, de nouvelles capacités de stockage par batteries (+23 GW) sont prévues dans la stratégie italienne afin d'accompagner le développement des renouvelables notamment dans la partie méridionale du pays et dans les îles.

5.2.2.4 Un équilibre offre-demande nécessitant une attention particulière en période estivale et le maintien d'une part significative du parc thermique gaz

La consommation électrique italienne est caractérisée par une pointe de consommation annuelle en période estivale, sous l'effet de l'usage important de la climatisation (près de la moitié des foyers en sont aujourd'hui équipés). Avec le changement climatique, cette

caractéristique devrait légèrement s'accroître dans les années à venir, renforçant ainsi les opportunités de foisonnement de la consommation électrique à l'échelle européenne.

Le ministère italien a fixé un critère de sécurité d'approvisionnement correspondant à une espérance de délestage de trois heures. Le rapport sur la sécurité d'approvisionnement publié par Terna en 2023²² montre que les capacités déjà contractualisées sur le marché de capacité permettent de respecter ce critère jusqu'à l'horizon 2027-2028.

Le principal risque identifié dans l'étude de Terna est une faible disponibilité des imports en période de sécheresse et de canicule.

À l'horizon 2030-2032, le développement des capacités renouvelables et de stockage prévu par l'Italie, s'il se concrétise dans le même temps que les autres pans de sa politique énergétique, doit permettre une amélioration significative de la sécurité d'approvisionnement en Italie. Ainsi, dans le cas où la quasi-totalité des centrales thermiques au gaz existantes seraient maintenues (variante «thermique renforcé en Europe») et où les renouvelables seraient déployées à hauteur des ambitions de la stratégie italienne, le parc de production italien serait largement surcapacitaire, donnant lieu à une probabilité de défaillance quasi nulle. Ce scénario se heurte néanmoins à un obstacle de nature économique – la viabilité économique incertaine des centrales thermiques qui seraient alors maintenues en service pour ne fonctionner que durant des durées restreintes. Dans une démarche prudente, RTE a considéré dans la configuration de référence un parc thermique réduit aux capacités nécessaires pour assurer le critère de sécurité d'approvisionnement italien (environ 33 GW contre 55 GW de thermique aujourd'hui). Cette configuration retenue par RTE est prudente au regard de l'analyse de la sécurité d'approvisionnement de la France par rapport à une autre où les renouvelables se développeraieent moins, mais où davantage de capacités thermiques seraient maintenues.

22. Rapporto Adeguatezza Italia 2022, Terna

5.2.3 Royaume-Uni, une ambition climatique similaire à celle de l'Union européenne et dont l'éolien en mer constitue le principal pilier

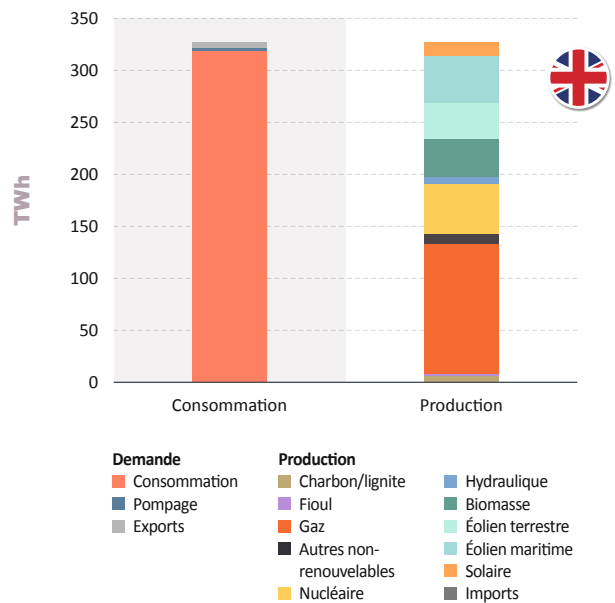
5.2.3.1 État des lieux du système électrique britannique et des objectifs énergie-climat

Le système électrique britannique a été marqué ces dernières années par la forte réduction de la part du charbon, permise notamment par l'essor de l'éolien en mer, le pays totalisant près de la moitié de la capacité installée en Europe. Dans le même temps, la production au gaz, représentant encore 38 % du mix de production, s'est globalement maintenue. En 2022, la production nette d'électricité a atteint 318 TWh²³ avec une part des énergies renouvelables s'élevant à 40 %²⁴ dans la moyenne des pays de l'Union européenne. L'intensité carbone de la production électrique (238 gCO_{2eq}/kWh en 2021) suit alors une tendance baissière pour se situer dans la moyenne de l'Union européenne. Au cours de la dernière décennie, le pays a vu ses imports croître en raison de l'érosion de la production nucléaire et de la compétitivité de l'électricité produite sur le continent, l'année 2022 ayant fait exception en raison de la faible disponibilité du parc nucléaire de la France.

De manière similaire à l'Union européenne, le Royaume-Uni a revu à la hausse ses ambitions climatiques à l'horizon 2030 afin de sécuriser l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Ainsi la « contribution déterminée au niveau national »²⁵, définie en 2022 dans le cadre de l'Accord de Paris, suit les recommandations du *Committee on Climate Change* en portant à 68 % l'objectif de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990.

La stratégie du Royaume-Uni pour atteindre la neutralité carbone (Net Zero Strategy) repose sur un large panel de technologies (éolien en mer, nucléaire, capture usage et séquestration du

Figure 5.12 Bilan électrique du Royaume-Uni en 2022



carbone, hydrogène produit par électrolyse et par vaporemformage et mobilité électrique). Durant l'automne 2022, le gouvernement a commandé une revue indépendante de cette stratégie²⁶. **Cette analyse indique que, parmi les différents scénarios composant la stratégie, les derniers développements ont renforcé la pertinence de celui d'électrification haute (ex. accélération du déploiement des pompes à chaleur) et invite à identifier les marchés prioritaires de l'hydrogène.** Elle souligne également la nécessité d'assurer un prix de l'énergie abordable via un cadre stable d'investissement et une amélioration de l'indépendance énergétique via le développement rapide du solaire.

23. Digest of UK Energy Statistics (DUKES): electricity (Table 5.1), gov.uk

24. Digest of UK Energy Statistics (DUKES): electricity (Table 6.1), gov.uk

25. United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland's Nationally Determined Contribution, United Nations Framework Convention on Climate Change (Septembre 2022)

26. Mission zero - Independent Review of Net Zero, gov.uk (13 janvier 2023)

Cependant, des interrogations²⁷ demeurent quant à son financement et au manque d'ambition pour des technologies matures comme l'éolien terrestre qui permettraient de réduire au plus vite les émissions de gaz à effet de serre tout en contribuant à la sécurité d'approvisionnement. La stratégie est aussi critiquée²⁸ par des académiques, partis d'opposition et ONG notamment en ce qu'elle prévoit de nouveaux investissements dans l'amont pétro-gazier sous couvert de déploiement de capture de carbone. Ces investissements sont vus comme moins efficaces que la production nationale d'énergie bas carbone en matière de sécurité et de prix de l'énergie.

Enfin si le Premier ministre britannique a confirmé lors de son allocution du 20 septembre 2023 l'ambition de réduction des gaz à effet de serre à 2030, certaines annonces relatives au ralentissement de la décarbonation du bâtiment et de la mobilité accroissent le risque que les objectifs ne soient pas atteints en pratique²⁹.

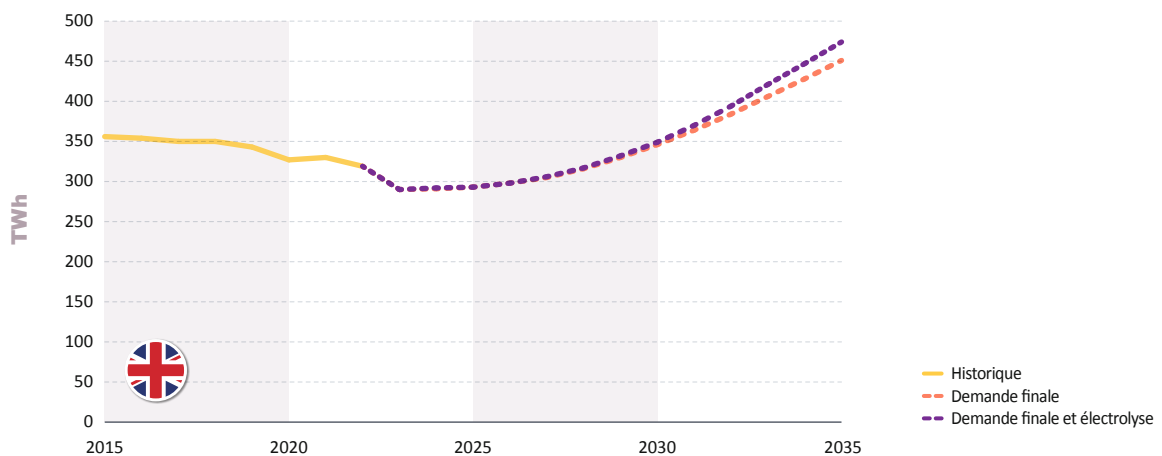
5.2.3.2 Une électrification de l'ensemble des secteurs

Concernant les solutions de chauffage dans les bâtiments, la revue de la stratégie nationale préconise de donner d'ici 2024 de la visibilité sur l'objectif de sortie des chaudières gaz à l'horizon 2033 et d'éviter au plus vite l'installation de tels équipements. En parallèle, elle recommande un objectif d'installation de 600 000 pompes à chaleur par an dès 2028, pour atteindre 1,9 million par an en 2033.

Concernant la mobilité, le Royaume-Uni partage avec l'Union européenne l'objectif de ne vendre que des véhicules neufs neutres en carbone à partir de 2035³⁰.

Depuis la publication de sa première stratégie hydrogène en 2021, le Royaume-Uni a revu son ambition à la hausse, visant désormais 10 GW³¹ de production d'hydrogène bas-carbone dont au moins la moitié par électrolyse. Au-delà de la décarbonation

Figure 5.13 Trajectoire d'évolution de la demande électrique du Royaume-Uni dans les scénarios du Bilan prévisionnel



27. Response to net zero, Josh Burke, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment at the London School of Economics and Political Science (30 mars 2023)

28. New UK plan to reach net zero goal faces criticism, BBC (30 mars 2023)

29. CCC assessment of recent announcements and developments on Net Zero, Climate Change Committee (12 octobre 2023)

30. A zero emission vehicle (ZEV) mandate and CO₂ emissions regulation for new cars and vans in the UK, www.gov.uk (25 octobre 2023)

31. British energy security strategy, www.gov.uk (7 avril 2022)

Tableau 5.4 Scénarios de demande électrique des Future Energy Scenarios 2023 de National Grid ESO

Horizon 2035	Demande finale d'électricité	Demande pour électrolyse	Croissance annuelle de la demande
Consumer Transformation	445 TWh (6,5 TWh/an)	17 TWh	2,7%
System Transformation	365 TWh (5,4 TWh/an)	27 TWh	1,4%
Leading the Way	424 TWh (6,2 TWh/an)	52 TWh	2,4%
Falling Short	367 TWh (5,4 TWh/an)	3 TWh	1,4%

de l'industrie et de certains segments du transport, l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur résidentiel et tertiaire est débattue³².

Ces orientations sont traduites par l'opérateur du système d'électricité, National Grid ESO, dans le rapport Future Energy Scenarios. Il présente trois trajectoires d'atteinte de la neutralité carbone (*Consumer Transformation* reposant sur une électrification massive des usages, *System Transformation* reposant sur la substitution du gaz naturel par de l'hydrogène issu d'électrolyse et de reformage du méthane combiné au CCS et *Leading the Way* décrivant la trajectoire la plus rapide de décarbonation reposant sur une forte adaptation des modes de vie et le développement conjoint de l'électricité et du gaz dans le chauffage), ainsi qu'un scénario de retard (*Falling Short*).

Le scénario *Consumer Transformation* a été retenu pour la réalisation du Bilan prévisionnel 2023 dans la mesure où il traduit l'ambition de transformation la plus forte pour le système électrique et assure la cohérence avec le scénario «A-référence» pour la France. Dans ce scénario, la hausse de la

consommation électrique serait de l'ordre de 50% en 2035 par rapport à aujourd'hui.

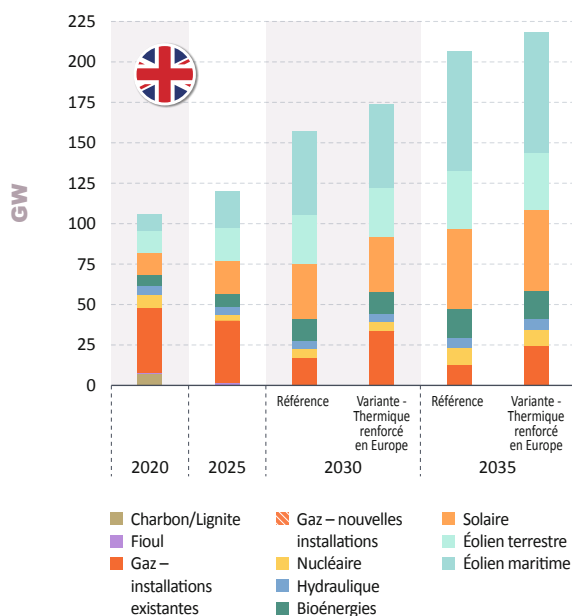
5.2.3.3 Un mix électrique diversifié mettant l'accent sur le développement de l'éolien en mer

Les scénarios de transformation du mix électrique britannique se caractérisent par le recours à un large panel de technologies renouvelables et bas-carbone.

En particulier, le pays vise à tirer profit de sa situation géographique en misant sur un fort développement de l'éolien en mer. À l'horizon 2035, la stratégie britannique ambitionne de développer pas moins de 74 GW, ce qui représenterait près de 30% de la capacité totale installée en Europe. Si ces déclarations sont à envisager avec prudence et apparaissent, en l'état, hors d'atteinte même en prenant en compte le parc déjà installé d'éoliennes en mer (14 GW à date) et la dynamique engagée, elles permettent de mettre en perspective le programme français (qui vise 18 GW en 2035, ce qui apparaît ambitieux vu de la situation actuelle).

³². Hydrogen for UK home heating should be ruled out, says infrastructure adviser, Financial Times (18 octobre 2023)

Figure 5.14 Évolution du parc de production d'électricité au Royaume-Uni dans les scénarios du Bilan prévisionnel



Le Royaume-Uni a également engagé la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, avec le projet de Hinkley Point (dont la mise en service est aujourd'hui annoncée à partir de 2027) qui devraient être suivis de deux nouveaux réacteurs à Sizewell. Cette trajectoire devrait permettre de revenir, en 2035, à une capacité de 8 GW proche du parc historique.

Enfin, une particularité de la stratégie britannique consiste dans la volonté d'appliquer la technologie de capture de carbone à la production électrique à partir de gaz fossile ou de biomasse (avec l'ambition, dans ce dernier cas, de comptabiliser les émissions associées comme négatives).

5.2.3.4 Le niveau de sécurité d'approvisionnement du Royaume-Uni devrait s'améliorer sur la décennie pour ensuite dépendre plus fortement des imports

Le ministère britannique a fixé un critère de sécurité d'approvisionnement correspondant à une espérance de défaillance de trois heures sur la base d'une approche probabiliste, comme en France. Pour l'hiver 2023-2024, les analyses de National Grid ESO³³ montrent une amélioration du respect de ce critère avec une marge d'environ 4 GW.

Le Royaume-Uni importe aujourd'hui de l'électricité du continent notamment en période de forte consommation d'électricité pour assurer sa sécurité d'approvisionnement. Tandis que le solde annuel du pays devrait devenir exportateur dans les prochaines années si le pays atteint ses objectifs de développement des énergies renouvelables et notamment de l'éolien en mer, la sécurité d'approvisionnement lors des pointes dépendra de manière croissante des imports et de la capacité à développer le stockage d'énergie. Ceci doit permettre la décroissance des capacités thermiques, les capacités restantes devant être progressivement décarbonées via un passage à l'hydrogène ou l'ajout de capture de carbone. L'analyse de la dépendance croissante aux imports est l'une des dimensions de l'*Electricity Capacity Report*³⁴ de National Grid ESO.

En parallèle des imports et du parc de production flexible décarbonée (nucléaire, thermique à base d'hydrogène, biomasse et gaz associé à un dispositif de capture et séquestration du carbone), le pilotage de la recharge des véhicules électriques, la flexibilité des pompes à chaleur et les effacements industriels sont amenés à jouer un rôle significatif dans la sécurité d'approvisionnement du système britannique, comme ailleurs en Europe.

33. Winter Outlook Report, nationalgridESO (septembre 2023)

34. Electricity Capacity Report 2022, nationalgridESO (31 mai 2022)

5.2.4 Espagne, une ambition d'export d'électricité renouvelable vers le reste de l'Europe

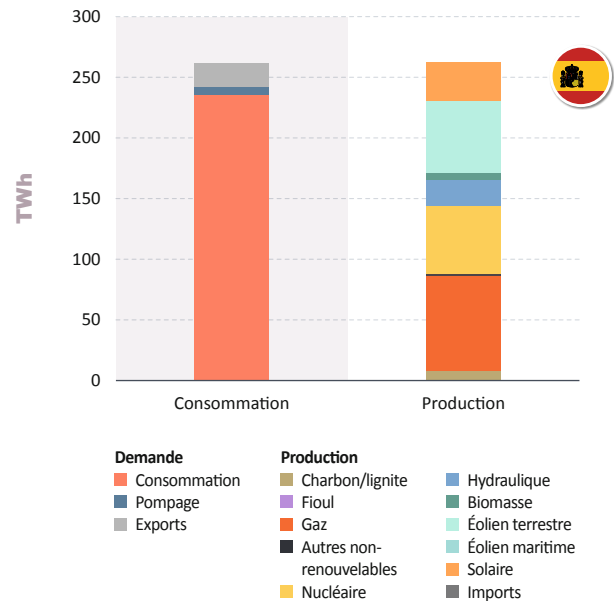
5.2.4.1 État des lieux du système électrique espagnol et des objectifs énergie-climat

Le système électrique espagnol a été marqué par un développement précoce de l'éolien terrestre et du solaire jusqu'au milieu de la décennie précédente. Ce développement a ensuite stagné avant de reprendre ces dernières années. En 2022, la production nette d'électricité a atteint 265 TWh avec une part des énergies renouvelables de l'ordre de 46 %, supérieure à la moyenne des pays de l'Union européenne. L'accélération du développement des renouvelables a ainsi permis une forte baisse de l'intensité carbone de la production électrique (165 gCO_{2eq}/kWh en 2021 d'après l'Agence européenne de l'environnement) qui se situe significativement en-dessous de la moyenne de l'Union européenne.

En 2022, à la faveur de la baisse de la production nucléaire et hydraulique en France et du mécanisme de subventionnement de l'utilisation du gaz et du charbon mis en œuvre par les autorités espagnoles pour réduire le prix de l'électricité (voir chapitre 9 sur l'analyse économique des trajectoires), l'Espagne a affiché une position d'exportateur net d'électricité, alors qu'elle constitue traditionnellement un pays importateur depuis la France.

La progression de la part des énergies renouvelables devrait se renforcer au cours des prochaines années au regard de la proposition de mise à jour de son Plan national énergie-climat soumise à consultation au cours de l'été 2023. Ce dernier revoit à la hausse les ambitions d'électrification de la consommation énergétique et de

Figure 5.15 Bilan électrique de l'Espagne en 2022



développement des énergies renouvelables. Le Bilan prévisionnel 2023 intègre les projections communiquées par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité Red Electrica début 2023. À ce titre, les niveaux de capacités installées pris en compte à l'horizon 2030 peuvent être légèrement inférieurs pour le solaire et l'éolien terrestre à ceux présents dans le projet de PNEC.

Ce plan prévoit également le maintien du parc thermique au gaz afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en cette période de transition.

5.2.4.2 Une consommation d'électricité tirée par l'électrification du mix et la production d'hydrogène

Compte tenu du potentiel renouvelable de l'Espagne, le projet de mise à jour du PNEC confirme le rôle prépondérant de l'électrification de la consommation énergétique car garantissant à la fois un gain important d'efficacité énergétique et une baisse des émissions de gaz à effet de serre. Le taux d'électrification devrait ainsi atteindre 31 % en 2030 (contre 26 % en 2020).

Le plan revoit à la hausse l'ambition de logements rénovés passant à près de 1,4 million d'ici 2030 et celle du nombre de véhicules électriques de tous types passant à 5,5 millions à cet horizon. L'Espagne fait face à un défi particulier lié à la climatisation et l'émergence d'îlots de chaleur générés par un grand nombre de pompes à chaleur individuelles non pilotées. Le développement d'unités de grande taille sur réseau de chaleur et de froid est identifié comme la solution privilégiée.

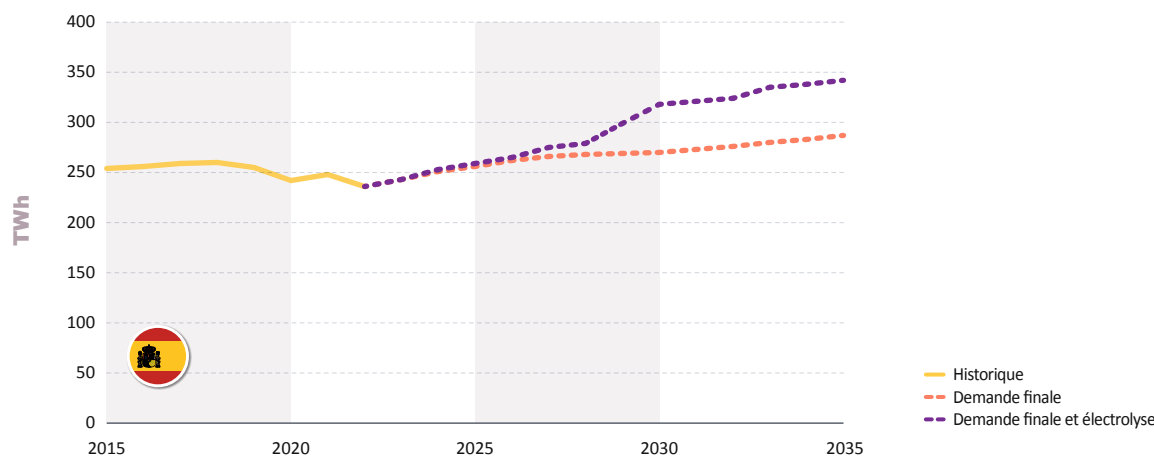
L'Espagne accorde une importance particulière au développement de l'autoconsommation, avec un objectif de 19 GW de capacité photovoltaïque sous ce régime en 2030.

Un axe prioritaire du plan de l'Espagne consiste à accompagner cette forte électrification par un développement important de la flexibilité de la demande et des capacités de stockage (STEP, solaire thermique et batteries) permettant de passer d'une capacité installée de 8 GW aujourd'hui à 22 GW en 2030.

Concernant la production d'hydrogène, le nouveau plan national rehausse la cible de capacité d'électrolyse à 11 GW en 2030, contre 4 GW dans la précédente feuille de route. En 2022, l'Espagne représentait 20% des projets annoncés au niveau mondial en lien avec la production d'hydrogène par électrolyse. La stratégie espagnole voit le développement de l'hydrogène électrolytique à la fois comme un moyen de décarboner le secteur industriel mais aussi comme une façon de favoriser l'intégration des renouvelables. Pour autant les documents officiels n'identifient pas de modalités de stockage d'hydrogène à grande échelle (voir chapitre 11 pour l'analyse sur l'hydrogène dans le cas de la France) et la gestion de la flexibilité via des exports variables vers le reste de l'Europe dépend de la réalisation d'infrastructures de transit d'hydrogène à travers la France à l'horizon de ce Bilan prévisionnel.

Au total, ces ambitions se traduiraient par une consommation électrique augmentant de l'ordre de 40 % à l'horizon 2035.

Figure 5.16 Trajectoire d'évolution de la demande électrique de l'Espagne dans les scénarios du Bilan prévisionnel



5.2.4.3 Un mix électrique diversifié mettant l'accent sur le solaire et l'éolien terrestre

Alors que le dernier PNEC de 2019 visait une capacité installée de production d'électricité de 152 GW en 2030, le nouveau plan vise désormais à la porter à 195 GW. Cette augmentation est portée exclusivement par les énergies renouvelables (+46 GW). La sortie du nucléaire reste prévue pour l'horizon 2035.

Cette nouvelle ambition nécessite d'atteindre des rythmes annuels d'installation de 6 GW pour le solaire et de 4 GW pour l'éolien. Si ce rythme est aujourd'hui dépassé pour le solaire, un doublement de celui de l'éolien est nécessaire.

D'ici à 2030, le solde exportateur de l'Espagne devrait s'accroître, le pays visant une place de fournisseur d'énergie renouvelable pour le reste de l'Europe.

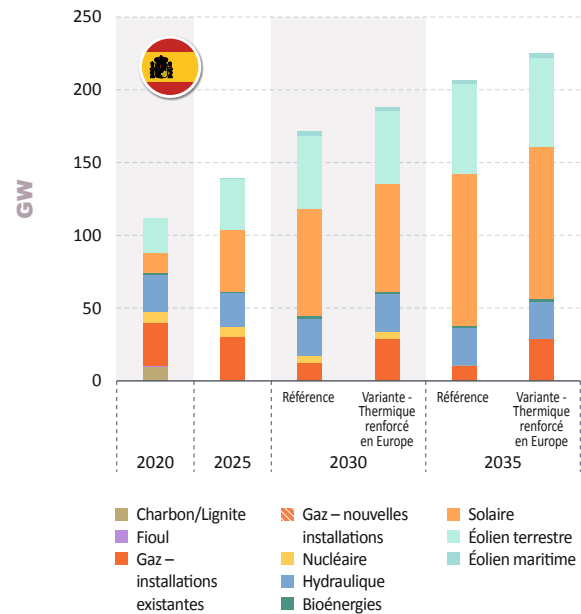
5.2.4.4 Un équilibre offre-demande reposant sur un développement conjoint du solaire et des batteries et sur le maintien des capacités thermique gaz, dans un système dont la pointe est concentrée l'été

La sécurité d'alimentation du système électrique en Espagne repose aujourd'hui largement sur un parc très important de centrales à gaz (27 GW) développé dans les années 2000 et 2010.

À moyen terme, le développement du stockage hydraulique et des batteries est supposé apporter un volume important de flexibilité supplémentaire (19 GW en 2030 d'après la stratégie du gouvernement espagnol).

L'autre levier important consiste dans le renforcement des interconnexions avec le reste de l'Europe, avec notamment la mise en service

Figure 5.17 Évolution du parc de production d'électricité en Espagne dans les scénarios du Bilan prévisionnel



attendue du projet Golfe de Gascogne avec la France. Ceci permettra à l'Espagne de bénéficier d'un volume de flexibilité plus conséquent pour l'équilibrage de son système.

À date, le risque de défaillance évalué par le gestionnaire de réseau espagnol, Red Eléctrica, est faible.

Au regard du niveau d'incertitude entourant la viabilité économique d'un maintien de l'intégrité du parc de centrales à gaz et le réalisme d'un développement aussi massif des flexibilités d'ici 2030, les analyses du Bilan prévisionnel pour la sécurité d'alimentation de la France intègrent un ajustement à la baisse de la capacité pilotable en Espagne à cette échéance.

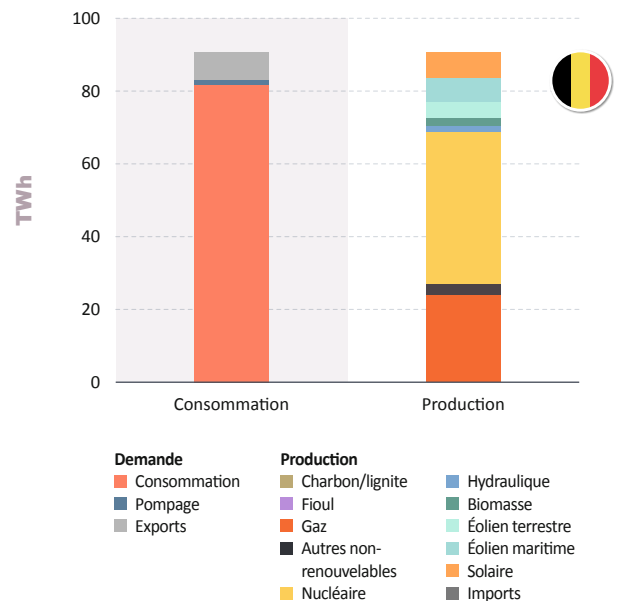
5.2.5 Belgique, une stratégie de décarbonation qui a fait l'objet de modifications importantes récentes, et implique des imports à long terme

5.2.5.1 État des lieux du système électrique belge et des objectifs énergie-climat

La production nucléaire constitue aujourd'hui la principale source d'électricité (46 % en 2022) en Belgique. En 2022, la production nette d'électricité a atteint 97 TWh avec une part des renouvelables s'élevant à 26 %, inférieure à la moyenne des pays de l'Union européenne, et une part de la production bas-carbone de 74 %. L'intensité carbone de la production électrique (139 gCO_{2eq}/kWh en 2021 d'après l'Agence européenne de l'environnement) est ainsi très inférieure à la moyenne européenne, grâce à la forte part de la production nucléaire. Le développement des énergies renouvelables combiné au maintien de la capacité nucléaire et à la stagnation de la consommation électrique ont permis à la Belgique d'avoir un solde légèrement exportateur depuis 2019.

L'invasion de l'Ukraine par la Russie et la crise énergétique ont conduit à modifier la stratégie de transformation du mix énergétique belge, dans lequel le gaz naturel joue aujourd'hui un rôle important, à la fois dans la consommation d'énergie finale (part de marché des chaudières gaz supérieure à 50 %) et dans la production électrique (environ 25 %). Alors que la loi prévoyait, après plusieurs reports, la fermeture définitive des derniers réacteurs d'ici 2025 et que celle-ci avait été largement débattue et intégrée par les opérateurs, la hausse des prix de l'électricité et les incertitudes sur l'approvisionnement en électricité à moyen et long terme ont conduit les pouvoirs

Figure 5.18 Bilan électrique de la Belgique en 2022



publics à acter la prolongation de l'exploitation de deux des sept réacteurs nucléaires actuellement en service jusqu'en 2035.

À moyen terme, la Belgique devrait néanmoins devenir importatrice en raison de la forte hausse de la consommation liée à l'électrification, de la fermeture de cinq unités nucléaires et d'un développement des énergies renouvelables terrestres limité par la géographie et les surfaces disponibles.

5.2.5.2 Une électrification du mix énergétique tirée par le secteur industriel et la mobilité

Dans le transport, les ventes de véhicules électriques s'infléchissent fortement à la hausse en Belgique, notamment en conséquence des conditions fiscales avantageuses prévues pour les véhicules de société n'émettant pas de gaz à effet de serre. En 2022, la part des voitures électriques (dont hybrides rechargeables) dans les ventes a ainsi atteint 26,5% et 90% étaient des véhicules de société.

Dans l'industrie, la consommation d'électricité est projetée comme devant progresser de plus de 20 TWh d'ici 2035 via l'électrification d'usages existants (ex. chaleur industrielle à hauteur de 10 TWh). Par ailleurs de nouveaux usages doivent se développer tels les data centers (prévus à hauteur de 5 TWh) et la production d'hydrogène par électrolyse (prévue à hauteur d'1 TWh).

L'électrification devrait aussi progresser dans le secteur résidentiel où le nombre d'installation de pompes à chaleur a progressé de 60% entre 2021 et 2022. Cette tendance devrait se renforcer avec l'interdiction d'installation de chaudières gaz dans les bâtiments neufs en région flamande à compter de 2025.

Au total, la consommation électrique de la Belgique serait supposée augmenter de près de 70% d'ici 2035 pour atteindre ses objectifs de décarbonation, soit l'une des plus fortes augmentations projetées en Europe. Ceci s'explique notamment par une électrification actuelle (21%) légèrement inférieure à la moyenne européenne et la très forte ambition dans le secteur industriel.

5.2.5.3 Une décarbonation du mix électrique permise par le développement du solaire et de l'éolien en mer ainsi que la prolongation partielle du nucléaire

À court terme, la décarbonation du mix de production électrique s'appuie sur l'accélération du développement du solaire et la prolongation des deux réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035. Plus précisément, s'agissant du nucléaire existant, les cinq réacteurs encore en activité devraient s'arrêter progressivement entre février et décembre 2025 avant que deux réacteurs, Doel 4 et Tihange 3, redémarrent en novembre 2026 après leur période de maintenance.

À moyen terme, l'essor de l'éolien en mer (5 GW autour de 2030) devrait permettre d'accompagner les perspectives d'électrification

Figure 5.19 Trajectoire d'évolution de la demande électrique de la Belgique dans les scénarios du Bilan prévisionnel

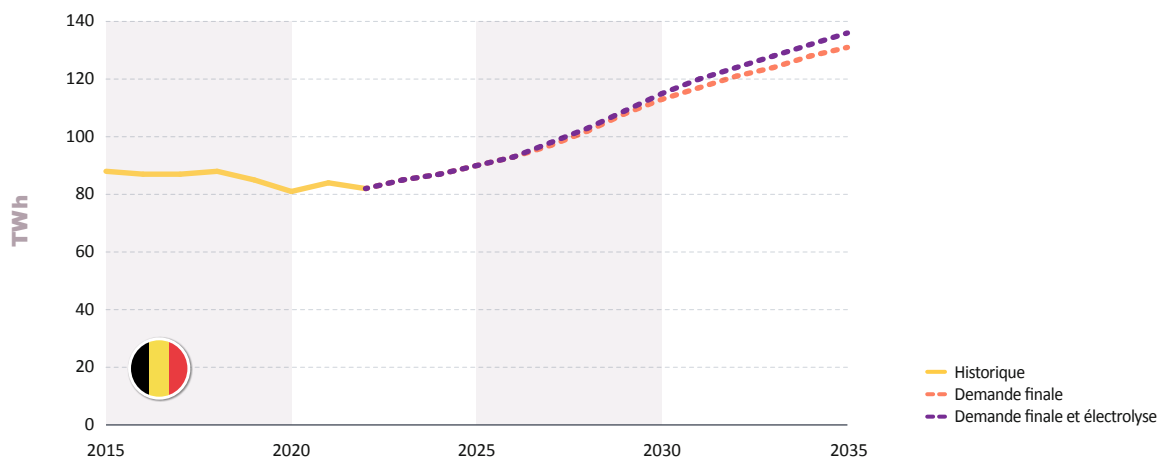
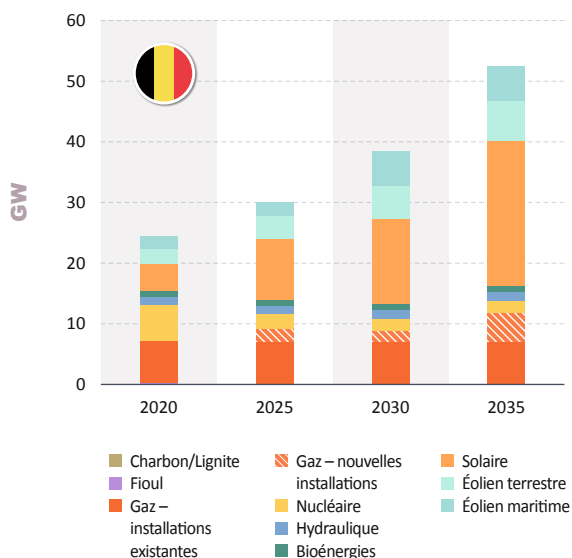


Figure 5.20 Évolution du parc de production d'électricité en Belgique dans les scénarios du Bilan prévisionnel



de la consommation. Le projet «Ile Princesse Elisabeth³⁵» symbolise cette ambition en permettant le raccordement de parcs éolien en mer du Nord et la connexion des réseaux électriques terrestres belges, danois et britanniques.

Toutefois, l'accélération du développement de l'éolien en mer au-delà de ces 5 GW ne produira ses principaux effets qu'au-delà de l'horizon du Bilan prévisionnel 2023. Par ailleurs, la matérialisation de la trajectoire de l'éolien terrestre dépend fortement de la disponibilité des terrains et des autorisations nécessaires. Des initiatives comme la «Pax Eolenica³⁶» en Wallonie illustrent cette volonté de conjuguer ambition climatique et acceptabilité notamment via un financement participatif.

Compte tenu du potentiel limité de développement d'éolien terrestre et de solaire du pays, perçu comme insuffisant pour atteindre la neutralité carbone, les importations d'électricité joueront un rôle crucial sur le long terme en parallèle des centrales au gaz existantes et des nouvelles unités dont l'émergence repose sur le mécanisme de capacité.

5.2.5.4 Un équilibre offre-demande reposant sur le marché de capacité au moins jusqu'à 2030

Le critère de sécurité d'approvisionnement de la Belgique est fixé à trois heures de défaillance en espérance, comme en France.

La Belgique a mis en place un mécanisme de rémunération de la capacité, notamment afin de faire émerger les moyens nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Ce mécanisme a déjà permis de sécuriser des revenus pour deux nouveaux projets de cycles combinés à gaz en perspective de l'hiver 2025-2026.

Les perspectives d'augmentation de la consommation devraient conduire à un accroissement ultérieur du besoin de flexibilité de 700 MW par an à faire émerger sur le marché de capacité. Ce besoin pourrait être réduit de près de 200 MW en fonction du développement de la flexibilité des nouveaux usages (ex. pompes à chaleur, recharge des véhicules électriques et industrie).

À l'horizon 2030, le développement des énergies renouvelables, notamment de l'éolien en mer, et de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni et le Danemark devraient permettre de stabiliser le volume de capacités devant être sécurisées à travers le marché de capacité. Au-delà, le besoin de capacité flexible devrait à nouveau augmenter en fonction de l'évolution de la consommation électrique en Belgique et dans le reste de l'Europe.

35. Île Princesse Elisabeth, elia.be

36. Un nouveau souffle pour le secteur éolien wallon, Gouvernement de Wallonie (25 octobre 2022)

5.2.6 Irlande, la nécessité de développer l'ensemble des filières renouvelables pour répondre au défi de l'électrification de la consommation énergétique d'un système insulaire

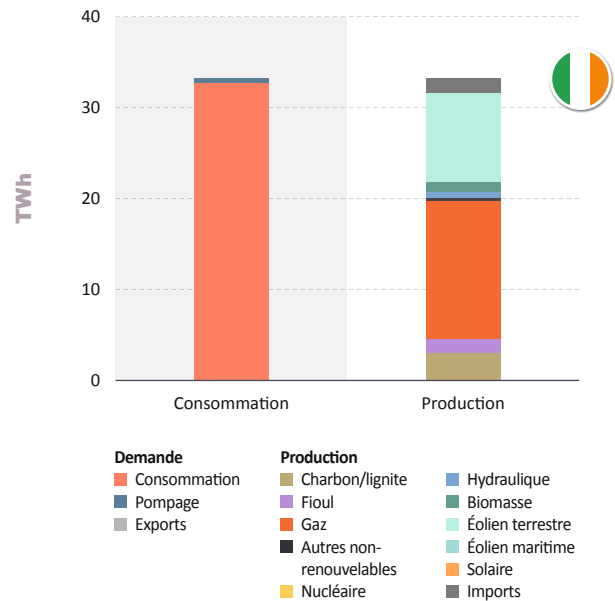
5.2.6.1 État des lieux du système électrique irlandais et des objectifs énergie-climat

L'évolution du système électrique irlandais ne constituait pas, jusqu'à présent, un sujet important pour l'établissement des trajectoires de transformation du système électrique en France. Cependant, le développement d'une interconnexion sous-marine entre la France et l'Irlande, qui sera mise en service en 2027, conduira les deux pays à développer des échanges électriques directs. Il devient dès lors nécessaire d'intégrer l'Irlande à la liste des pays faisant l'objet d'une analyse spécifique dans le cadre du Bilan prévisionnel.

Le système électrique irlandais a été marqué, ces dernières années, par un essor important de l'éolien terrestre, qui est passé en cinq ans d'un quart à un tiers de la production électrique. Il en a résulté une forte réduction de la part des moyens thermiques au charbon et à la tourbe dans un contexte de forte croissance de la consommation. Le gaz fossile reste cependant aujourd'hui la principale source de production d'électricité du pays.

En 2022, la production nette d'électricité a atteint 31 TWh avec une part des renouvelables s'élevant à 36%, dans la moyenne des pays de l'Union européenne et ayant permis une baisse de l'intensité carbone de la production électrique, qui demeure très élevée (332 gCO_{2eq}/kWh en 2021 d'après l'Agence européenne de l'environnement) par rapport à la moyenne européenne. La croissance soutenue de la consommation électrique depuis 2010, notamment liée à l'installation de nombreux *data centers* conduit par ailleurs l'Irlande à être légèrement importatrice nette d'électricité.

Figure 5.21 Bilan électrique de l'Irlande en 2022



En 2023, l'Irlande a procédé à la seconde mise à jour³⁷ de son Plan national énergie-climat publié en 2019. L'objectif est l'accélération de la décarbonation visant une réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de 51% en 2030 par rapport au niveau de 2018. Le document identifie les prérequis en termes de changements des modes de consommation, tant d'un point de vue sociétal qu'économique, ainsi que le rôle clef de l'État pour planifier, inciter et coordonner les prises de décision individuelle. Par ailleurs, à l'instar de toutes les stratégies au niveau européen, le document identifie également des rythmes cibles de développement des énergies renouvelables pour accompagner ces nouvelles consommations électriques.

37. Climate Action Plan 2023, www.gov.ie

5.2.6.2 Une électrification de la consommation énergétique au centre de la stratégie de décarbonation

La stratégie de décarbonation de l'Irlande repose, à l'instar des stratégies européennes, sur une électrification des usages dans tous les secteurs de l'économie, entraînant une hausse de près de 50% de la consommation électrique attendue à l'horizon 2030.

Dans le résidentiel, une feuille de route sur la décarbonation des solutions de chauffage est attendue pour décembre 2023. L'objectif est de promouvoir l'électrification du secteur et la sortie des énergies fossiles, les nouvelles chaudières à gaz devant se limiter aux usages dépassant les 140°C.

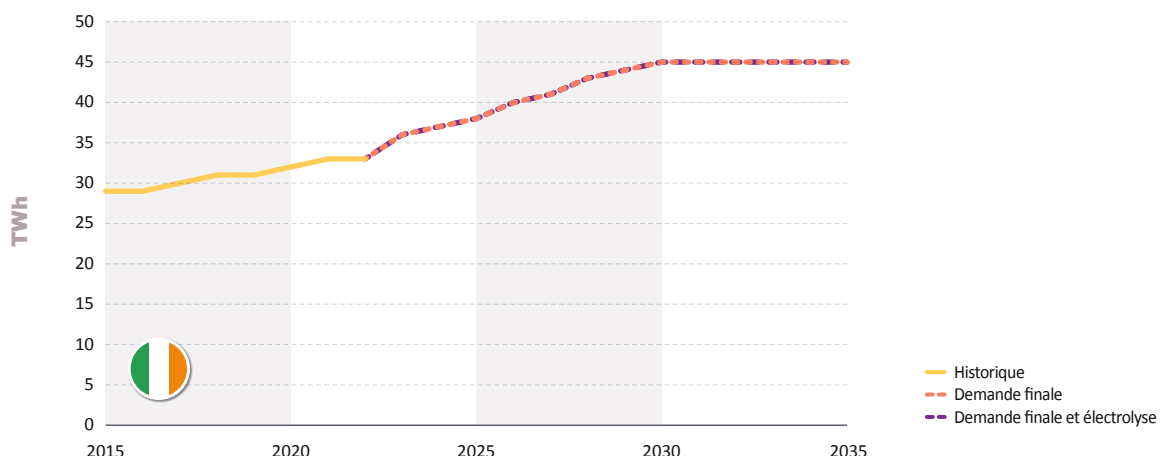
Dans la mobilité, l'objectif national est plus ambitieux que celui de l'Union européenne avec des voitures électriques devant représenter l'intégralité des ventes dès 2030 contre 2035 au niveau

européen. Cet objectif vient en complément du développement souhaité des transports collectifs devant aboutir à une réduction de 20% des kilomètres parcourus.

Enfin dans l'industrie, le déploiement des pompes à chaleur est considéré comme la solution de référence, permettant de répondre à une part importante du besoin d'électrification de la chaleur industrielle (représentant une augmentation de la consommation de 3,5 TWh).

Le développement des *data centers* a été très rapide dans le pays au cours des dernières années. L'objectif désormais affiché par l'État irlandais consiste à en contrôler le développement, dans un souci de combiner numérisation et décarbonation de l'économie. À cette fin, le gouvernement a publié une stratégie³⁸ précisant les principes de raccordement des *data centers*. En 2030, leur consommation pourrait s'établir entre 9 et 17 TWh.

Figure 5.22 Trajectoire d'évolution de la demande électrique de l'Irlande dans les scénarios du Bilan prévisionnel



38. Government Statement on the Role of Data Centres in Ireland's Enterprise Strategy, [entreprise.gov.ie](https://www.enterprise.gov.ie) (27 juillet 2022)

5.2.6.3 Une production électrique face au double défi de la croissance et de la décarbonation

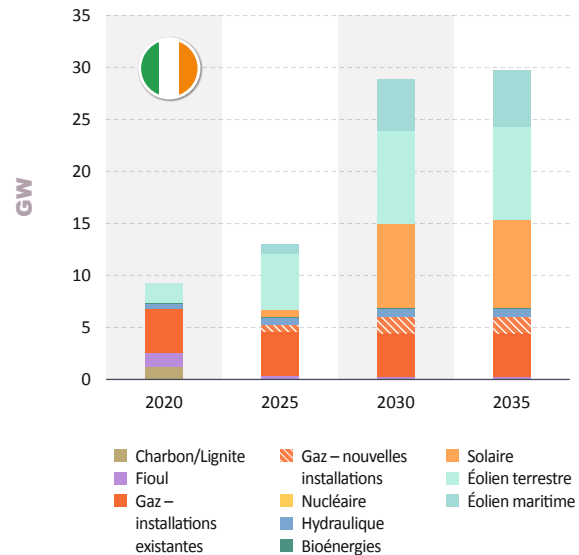
À l'horizon 2030, la production d'électricité doit simultanément se décarboner et accompagner la forte hausse de la consommation. Ceci passe par un triplement des capacités de production sur la décennie, qui devrait quasi exclusivement être réalisé via le développement des énergies renouvelables. Ces dernières devraient alors représenter près de 90% du mix électrique. Ainsi le nouveau plan national définit des cibles à 2030 de 8 GW pour le solaire, 9 GW pour l'éolien terrestre et au moins 7 GW pour l'éolien en mer, dont 2 GW dédiés à la production d'hydrogène par électrolyse.

L'atteinte de ces trajectoires et la construction de nouvelles centrales au gaz devraient permettre la fermeture des centrales fonctionnant au charbon et à la tourbe au cours de la prochaine décennie. Ces cibles à l'horizon 2030 sont intégrées dans ce Bilan prévisionnel, même si les mesures détaillées pour y parvenir et l'évolution ultérieure (post-2030) n'étaient pas encore disponibles au moment de la définition des hypothèses de l'étude.

5.2.6.4 Un équilibre offre-demande insulaire nécessitant le développement des flexibilités de la demande et de la production

Compte tenu du caractère insulaire de l'Irlande et du relatif isolement de son système électrique, la sécurité d'approvisionnement revêt une dimension particulière se traduisant par un critère de sécurité d'approvisionnement fixé à 8 heures de défaillance, soit un niveau plus élevé que dans beaucoup d'autres États. Ce critère n'est aujourd'hui pas respecté avec une espérance de défaillance de 21 heures pour l'hiver 2023/2024³⁹. Le développement du solaire et de l'éolien ne permettra

Figure 5.23 Évolution du parc de production d'électricité en Irlande dans les scénarios du Bilan prévisionnel



pas d'éviter le besoin de développer des flexibilités additionnelles. Côté demande, l'objectif est que 20 à 30% de la consommation électrique soit flexible d'ici 2030. Côté production, il est prévu de développer au moins 2 GW de centrales à gaz et d'assurer à partir de 2030 une conversion progressive des centrales à gaz à des combustibles bas-carbone (ex : au biométhane et à l'hydrogène).

Dans tous les cas, le sens des échanges sur l'interconnexion entre la France et l'Irlande variera largement dans l'année et dépendra essentiellement de la production éolienne terrestre et en mer au large de l'Irlande. En période de fort vent, la production pourra être exportée vers la France ; à l'inverse, dans les situations de vent faible, les flux sur l'interconnexion devraient généralement être orientés vers l'Irlande.

³⁹. Winter Outlook 2023/24 (eirgridgroup.com)

5.3 Deux points communs forts aux stratégies énergétiques nationales : une électrification massive de l'économie et une accélération du développement des énergies renouvelables

Au-delà des spécificités des stratégies poursuivies par chaque État, l'analyse prospective de l'évolution du système électrique européen conduit à souligner les nombreux points communs entre les stratégies nationales adoptées en matière

énergétique, et à dégager des grandes tendances sur l'électrification des usages et l'évolution du mix électrique. Celles-ci ont un impact majeur sur l'équilibre offre-demande et le fonctionnement du système électrique en France et en Europe.

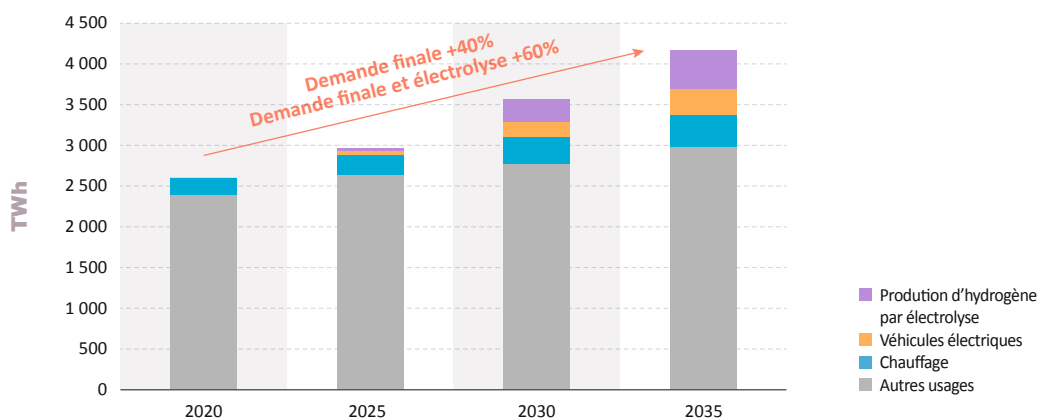
5.3.1 Les stratégies des différents États membres conduisent à une hausse de la consommation d'électricité à l'horizon 2030-2035 encore plus élevée que celle projetée pour la France

L'électrification du mix énergétique européen se traduit tout d'abord par une forte augmentation de la consommation électrique en Europe qui pourrait atteindre 60% en 2035 par rapport à 2020, en tenant compte de la production d'hydrogène par électrolyse.

Cette évolution globale traduit des situations hétérogènes en fonction des pays : une hausse de 35% est par exemple prévue au niveau français dans

les scénarios de référence du Bilan prévisionnel contre près de 70% en Allemagne. La hausse plus modérée en France peut s'expliquer en partie par un taux d'électrification actuellement plus élevé (27%) que dans le reste de l'Union européenne (23%) et par un recours plus fort au levier de la sobriété à moyen/long terme dans la stratégie du gouvernement. Cette croissance se conjugue avec une évolution de la répartition par secteurs de la consommation électrique.

Figure 5.24 Évolution des composantes de la demande électrique au périmètre du Bilan prévisionnel



Chauffage et bâtiments

À l'échelle européenne, la part du chauffage dans la consommation électrique est aujourd'hui plus faible qu'en France. Sur la base des stratégies nationales déposées, cette part devrait passer de 8% aujourd'hui à environ 10% à partir de 2030 en raison de l'accélération du déploiement de pompes à chaleur dans la construction neuve et lors des rénovations, qui constituent dans tous les États européens une orientation privilégiée des pouvoirs publics. Ces transferts sont de plus encouragés au niveau européen, la communication *REPowerEU* réhaussant l'objectif d'installation de pompes à chaleur afin de réduire la dépendance au gaz russe. L'Union européenne prépare désormais un texte interdisant l'utilisation des chaudières aux combustibles fossiles en 2040 et leur installation dès 2030 dans les bâtiments neufs⁴⁰. En parallèle un nombre croissant de pays (ex. Autriche, Norvège, région Flandre en Belgique ou Pays-Bas) prennent des décisions en ce sens pour les bâtiments neufs voire existants.

L'augmentation de la thermosensibilité de la consommation électrique est néanmoins attendue comme modérée, notamment grâce

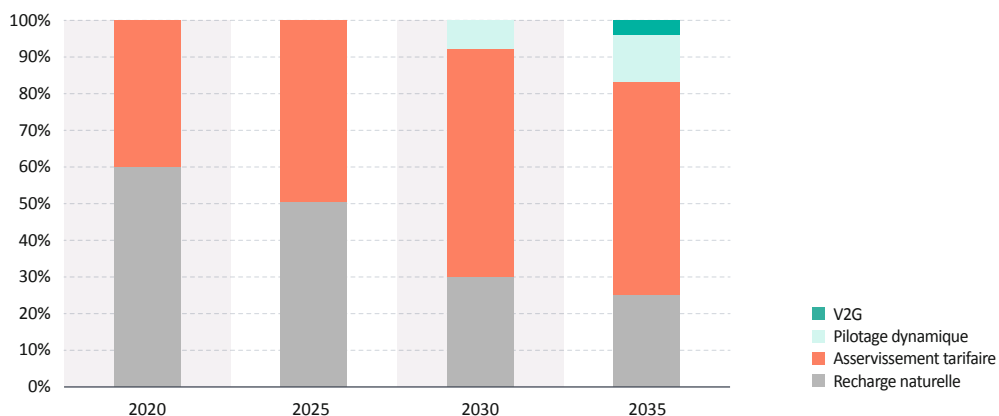
aux programmes de rénovation des bâtiments lancés dans un grand nombre de pays. RTE a procédé à une analyse spécifique de l'impact des mesures de décarbonation dans le secteur du bâtiment pour la France dans le chapitre 10 du présent Bilan prévisionnel.

Dans tous les cas, l'augmentation de la consommation liée au chauffage sera inférieure à celle de nouveaux usages électriques considérés comme plus flexibles, comme la mobilité électrique et l'électrolyse, dont la part dans la consommation d'électricité devrait atteindre 12% en 2030 et 19% en 2035.

Mobilité électrique

Le développement de la mobilité électrique routière est une priorité pour décarboner le secteur des transports, un des plus émetteurs aujourd'hui en Europe. Ce développement des véhicules électriques offre dans le même temps des opportunités de flexibilité de recharge au bénéfice du consommateur et du système électrique.

Figure 5.25 Hypothèse d'évolution des modes de charge au périmètre du Bilan prévisionnel



40. EU agrees 2040 fossil boiler ban in revamped green buildings law, European council of an energy efficient economy (8 décembre 2023)

Au-delà des volumes de consommation en jeu à l'échelle européenne, l'impact sur le fonctionnement du système électrique dépendra largement des possibilités de pilotage de la charge (*smart charging*). Or, les perspectives de flexibilité de la recharge font l'objet de nombreuses incertitudes à moyen terme, avec des configurations contrastées projetées dans les études des différents pays. Les hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel pour les pays européens sont les mêmes que celles pour la France (~70% de recharge pilotée de manière dynamique ou par asservissement tarifaire). Des gestionnaires de réseau d'autres pays prévoient un développement de la flexibilité encore plus important (par exemple, de l'ordre de 80 à 95% de recharges pilotées i.e. de *smart-charging* en Belgique et au Royaume-Uni) : l'approche retenue dans le Bilan prévisionnel 2023 se situe donc dans la moyenne d'autres études de ce point de vue.

Hydrogène et dérivés

La décennie à venir devrait voir apparaître un développement important de la production d'hydrogène décarboné et de carburants de synthèse dérivés de l'hydrogène. Il s'agit à la fois de substituer l'hydrogène issu du vaporeformage (et dont la production est émettrice de CO₂) consommé aujourd'hui dans certains secteurs industriels (production d'ammoniac, raffinage de produits pétroliers, production de méthanol, etc.) et de décarboner certains secteurs qui sont difficiles à décarboner par l'usage de l'électricité directement.

Les secteurs amenés à devenir de nouveaux consommateurs d'hydrogène correspondent essentiellement à la sidérurgie (pour la réduction du minerai de fer), le transport routier lourd et longue distance (utilisation directe d'hydrogène) et le transport aérien et maritime (utilisation de carburants de synthèse produits à partir d'hydrogène).

Dans le cadre de la proposition *RePowerEU*, la Commission européenne a proposé un objectif d'une consommation d'hydrogène décarboné (et même renouvelable) dans l'Union européenne de 20 Mt à l'horizon 2030 à comparer à environ 10 Mt aujourd'hui, toute origine confondue. Le

développement de la consommation de l'hydrogène décarboné sera tiré par des objectifs dans l'industrie (avec une exigence de 42% de l'hydrogène qui sera consommé qui devra être renouvelable à l'horizon 2030, hors possibilité de dérogation) et dans les transports (ex. objectif de 5% de carburants de synthèse dans le transport aérien en 2035).

L'électrolyse de l'eau constitue à ce stade la principale option de production d'hydrogène décarboné :

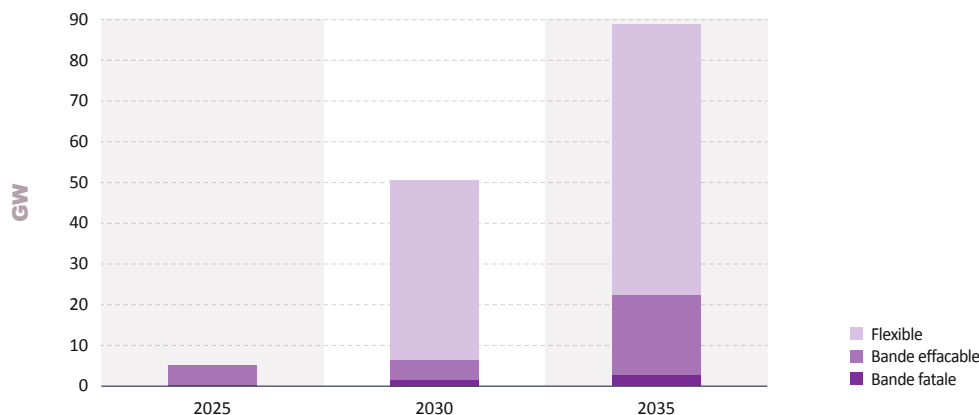
- ▶ une partie de l'hydrogène consommé en Europe est prévue pour être importée, des initiatives et partenariats avec différents pays ont déjà été engagés en ce sens par certains États membres et même au niveau de l'Union européenne ;
- ▶ une autre partie a vocation à être produite en Europe, notamment dans les pays disposant de ressources renouvelables abondantes et/ou d'électricité compétitive. Il s'agit à la fois d'un enjeu de souveraineté énergétique mais aussi d'un enjeu industriel ainsi que d'optimisation du système électrique, si le fonctionnement des électrolyseurs est flexible.

Dans la proposition *RePowerEU* de la Commission européenne, la production d'hydrogène en Europe est attendue comme représentant la moitié de la consommation à l'horizon 2030. Des mécanismes sont mis en place au niveau européen et dans différents États membres pour développer une production locale d'hydrogène.

Les modes de fonctionnement des futurs électrolyseurs sont encore incertains à ce stade. Les stratégies des pays voisins font fréquemment l'hypothèse d'une forte flexibilité des électrolyseurs, alors que le Bilan prévisionnel a retenu pour la France une approche plus prudente, fondée sur l'observation concrète des premiers projets en cours de développement (voir chapitre 11 pour l'analyse détaillée pour la France). Cette hypothèse s'appuie sur plusieurs éléments.

D'une part, sous l'effet des réglementations européennes, de nombreux pays sont contraints de développer une production d'hydrogène « renouvelable » importante reposant sur une production asservie à un approvisionnement en renouvelables électriques et donc *a priori* variable. Ceci constitue

Figure 5.26 Répartition de la capacité d'électrolyse par mode de fonctionnement au périmètre du Bilan prévisionnel



une différence par rapport à la France, qui grâce au caractère déjà très décarboné de son mix électrique peut bénéficier à la fois (i) d'une réduction d'objectifs sectoriels en matière d'hydrogène renouvelable et (ii) de critères plus souples pour la qualification de l'hydrogène « renouvelable », permettant d'envisager des modes de fonctionnement des électrolyseurs avec des facteurs de charge plus élevés⁴¹.

D'autre part, dans certains pays, le développement de l'électrolyse s'envisage de façon plus ou moins explicite comme un levier de flexibilité permettant de faciliter le développement d'un mix basé essentiellement sur les productions d'électricité renouvelables variables. Il s'agit de valoriser les excédents de production renouvelable à travers la production d'hydrogène.

Enfin, le développement d'une production flexible nécessite des infrastructures permettant d'assurer une alimentation en continu des consommateurs.

Certains pays européens (Allemagne et Royaume-Uni notamment) disposent d'un potentiel de stockage en cavités salines (ou dans des champs déplétés) plus important que la France et de nombreux projets de stockage existent déjà (22 projets recensés en Allemagne et au Royaume-Uni) et s'accompagnent de projets de développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène.

L'hypothèse retenue sur le fonctionnement des électrolyseurs en Europe, établie sur la base des informations partagées par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité au sein de l'ENTSO-E repose sur une généralisation à l'horizon 2030 de modes de fonctionnement flexibles, combinant un asservissement à une production renouvelable et à des signaux de prix. Près de 90% des électrolyseurs seraient alors flexibles avec un facteur de charge moyen légèrement supérieur à 50%. Le reste du parc d'électrolyseur fonctionnerait en bande, et parmi ceux-ci la plupart seraient considérés comme effaçables lors des périodes de tension.

⁴¹. Les pays disposant d'un mix électrique déjà fortement décarboné disposent de règles assouplies en matière de développement de l'hydrogène renouvelable. D'une part, les exigences pour la qualification de « renouvelable » de l'hydrogène produit par électrolyse sont plus souples : si le contenu carbone du mix de production est inférieur à 65 gCO₂/kWh, il est possible de déroger à l'exigence d'additivité, qui impose que les quantités d'électricité renouvelables alimentant les électrolyseurs soient nouvellement construites et ne disposent pas de soutien public. Ceci permet de faciliter l'approvisionnement en renouvelables et son surdimensionnement, facilitant ainsi les modes de fonctionnement avec des facteurs de charge élevés. D'autre part, avec un contenu carbone faible, la production d'hydrogène par électrolyse sans approvisionnement dédié par des énergies renouvelables électriques peut être qualifiée de bas-carbone. Dans l'industrie, le recours à l'hydrogène bas-carbone peut permettre de réduire de 20% la part d'hydrogène renouvelable exigée.

5.3.2 Un parc européen de production d'électricité en forte transformation, avec une volonté d'accélérer le développement des renouvelables selon des rythmes très ambitieux, justifiant d'adopter certaines prudenances

Évolutions générales du mix électrique européen

L'électrification du mix énergétique européen nécessite un développement massif de la production renouvelable et plus largement bas-carbone permettant d'accompagner cette croissance de la consommation électrique, nécessaire pour sortir des énergies fossiles. **Selon les objectifs ambitieux poursuivis par les différents États, la part des énergies renouvelables dans la production électrique devrait ainsi doubler, passant de 40% en 2022 à 80% en 2030. La part**

de l'électricité bas-carbone s'approcherait ainsi de 90% en 2030.

Ces objectifs correspondent à des rythmes de transformation du système, et notamment de développement des énergies renouvelables, extrêmement ambitieux, qui dépassent largement, dans certains pays, les rythmes anticipés pour la France.

Dans le cas où ces rythmes de développement des énergies renouvelables seraient tenus, une quasi-sortie du charbon en Europe apparaît possible

Figure 5.27 Part de la production d'électricité bas-carbone dans chaque pays (scénarios du Bilan prévisionnel)

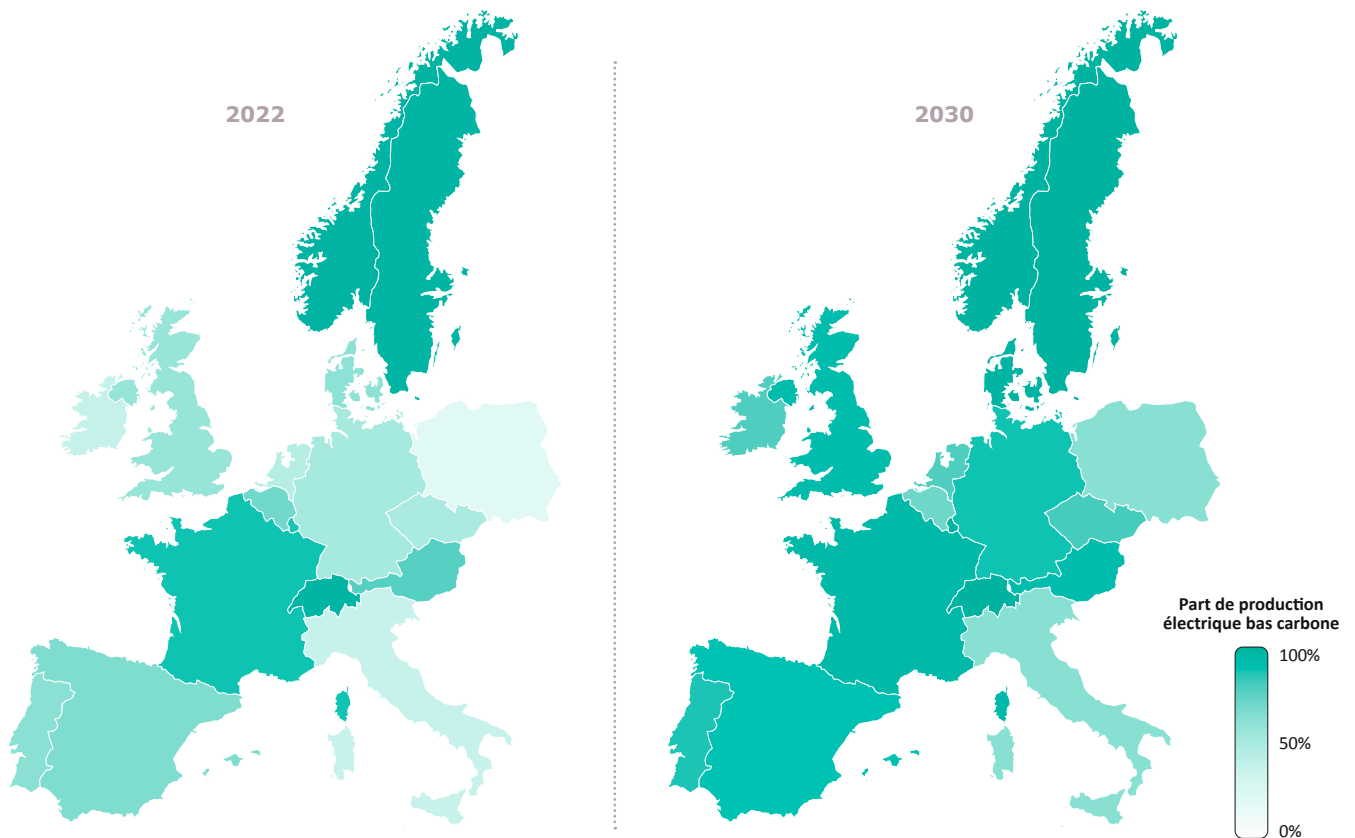
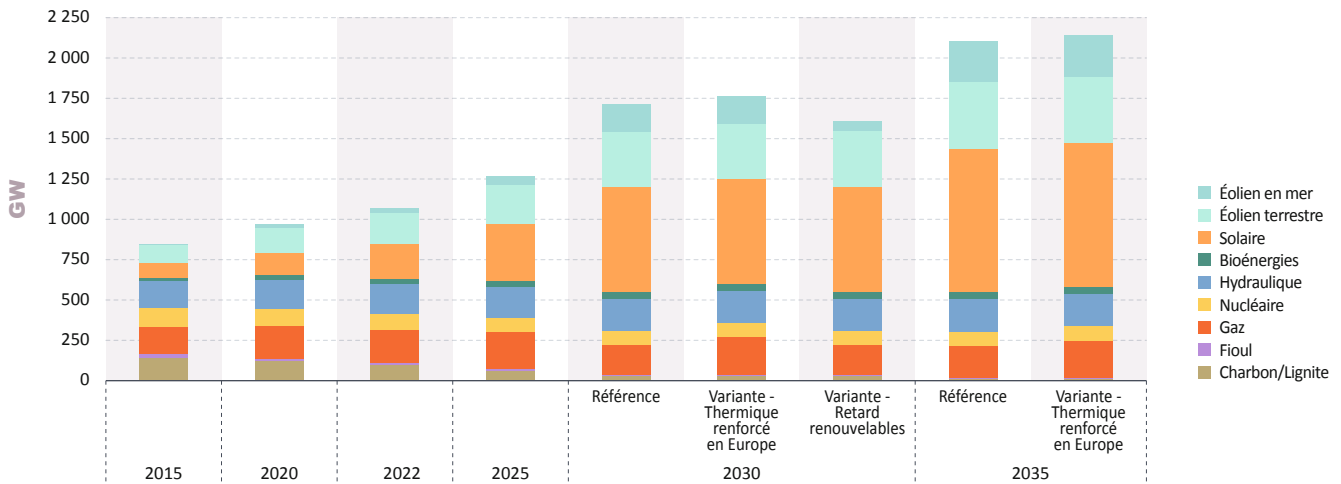


Figure 5.28 Hypothèse d'évolution des capacités installées de production électrique au périmètre du Bilan prévisionnel

à l'horizon 2030-2035. En parallèle, certains pays poursuivent leur ambition de sortie du nucléaire sur la prochaine décennie, même si plusieurs États ont récemment largement infléchi leurs politiques en la matière et si la construction de nouveaux réacteurs nucléaires est désormais à l'agenda d'un nombre important d'États.

Il est à noter que de nombreux États continuent d'envisager le maintien voire le développement de centrales thermiques au gaz afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, malgré l'apparente contradiction avec l'objectif d'une diminution rapide des émissions de gaz à effet de serre et de la dépendance envers la Russie. Cette perspective est fréquemment accompagnée de la promesse d'une conversion rapide à des combustibles bas-carbone comme l'hydrogène, sans qu'il soit possible à date de statuer sur la crédibilité industrielle d'une telle transition. De plus, la construction de nouveaux moyens thermiques de pointe, dans une Europe où les renouvelables électriques continueraient de fortement se développer, nécessitera certainement le maintien voire le développement de mécanismes de capacité offrant à ces moyens une autre source de rémunération que l'énergie (voir l'analyse économique pour la France présentée au chapitre 9). Sous réserve que

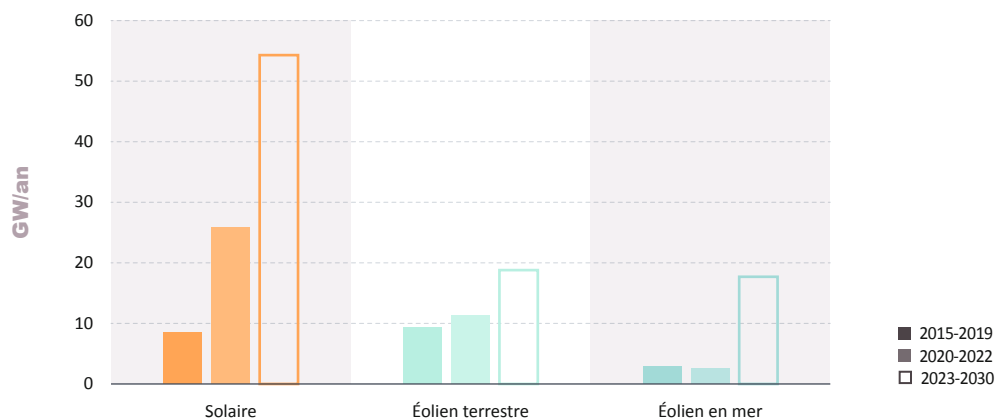
ces capacités additionnelles soient effectivement développées, le volume de capacités pilotables (thermiques, nucléaire et hydraulique) en Europe ne devrait se contracter que de 15% entre 2020 et 2035 mais évoluer dans sa répartition entre les différentes filières.

Énergies renouvelables

À l'échelle européenne, les rythmes de développement des renouvelables atteints ces dernières années ne sont pas encore en ligne avec le rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs que se sont fixés les pays pour 2030. Pour le solaire, le changement de rythme est amorcé avec un triplement du rythme d'installation par rapport à la seconde moitié de la décennie précédente. Cependant, ce rythme doit encore doubler afin d'atteindre les cibles 2030.

Pour l'éolien terrestre, la situation est particulière avec une diminution des investissements ces dernières années et une stagnation du rythme d'installation en partie due à des enjeux d'acceptabilité des projets. Le doublement visé du rythme d'installation à l'échelle européenne apparaît loin d'être acquis sans reformation d'un consensus, au plan local, sur la bonne conduite de ces projets.

Figure 5.29 Rythme de développement du solaire et de l'éolien au périmètre du Bilan prévisionnel

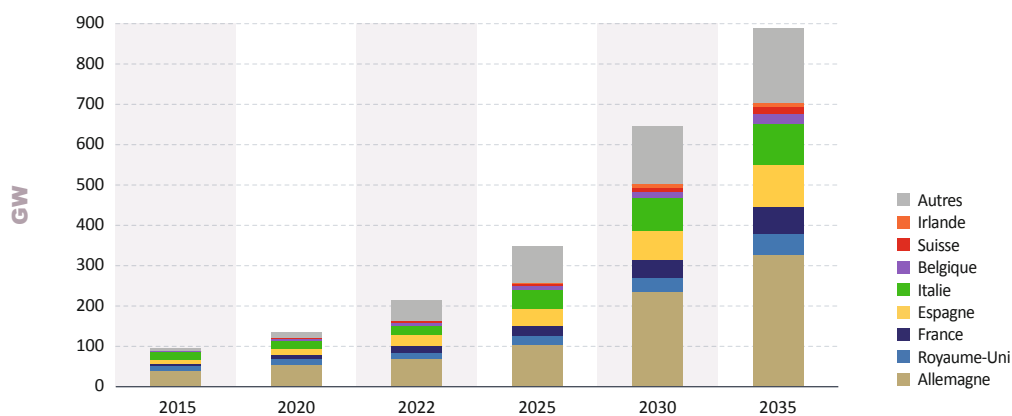


Enfin, pour l'éolien maritime, l'atteinte des objectifs représente un défi avant tout industriel sans précédent, nécessitant de multiplier par six le rythme actuel d'installation. De nombreux projets et appels d'offres sont engagés mais l'atteinte des objectifs nécessitera d'accélérer encore le rythme de développement des projets.

Solaire photovoltaïque

Le photovoltaïque constitue aujourd'hui une des filières les plus dynamiques en Europe. Les perspectives de développement sont orientées vers une croissance soutenue, avec un rythme d'installation annuel ayant augmenté de plus de 40% chacune des deux dernières années. Au cours de l'année 2022, 41 GW ont ainsi été installés dans l'Union européenne, permettant de se placer sur

Figure 5.30 Hypothèse d'évolution des capacités installées de production électrique solaire au périmètre du Bilan prévisionnel



une trajectoire conforme aux cibles de la stratégie solaire de l'UE⁴². Cette accélération découle en partie de la communication *REPowerEU* en réaction à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, en mettant l'accent sur l'importance de déployer le solaire sur toitures. L'objectif consiste à ce que les bâtiments existants publics et commerciaux de plus de plus de 250 m² et l'ensemble des nouveaux bâtiments résidentiels soient équipés de panneaux solaires d'ici 2030.

En 2022, l'Allemagne représentait près de 40% de la capacité photovoltaïque de l'Union européenne. Les Pays-Bas étaient quant à eux le premier pays en termes de capacité installée rapportée au nombre d'habitants avec 1 kW par habitant. Les années à venir devraient voir le développement du solaire sur *tracker* en Italie, le renouveau du solaire thermique en Espagne et la diversification des orientations des panneaux photovoltaïques en Allemagne⁴³, avec pour objectif de valoriser la production solaire sur une plage horaire plus large.

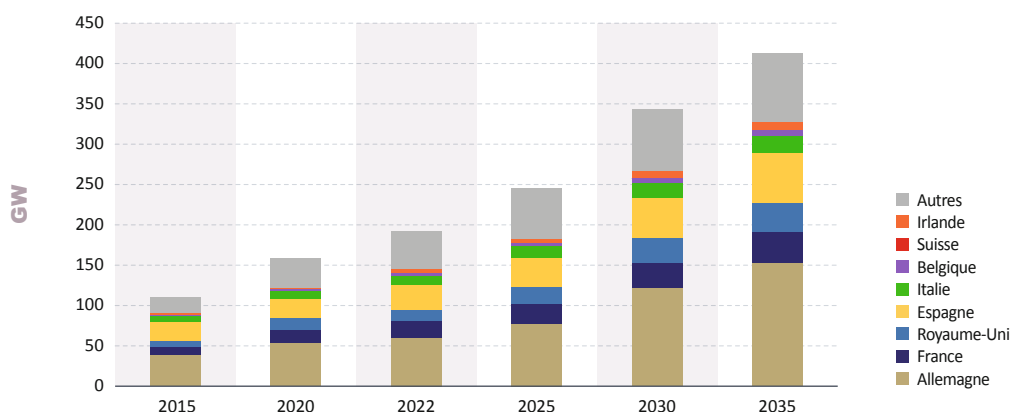
Éolien terrestre

L'éolien terrestre constitue aujourd'hui la première source d'électricité renouvelable de l'Union européenne en production d'énergie (420 TWh en 2022, soit 16%).

Le développement de la filière se poursuit (près de 13 GW installés en 2022) mais le rythme d'installation évolue moins que pour le photovoltaïque notamment en raison d'un manque d'acceptabilité dans de nombreux pays. Pour les prochaines années, les projections des différents pays montrent la nécessité d'une nouvelle accélération du développement de la filière, pour atteindre le rythme cible de +20 GW/an (en moyenne sur 2023-2030). Une partie des projets portera sur le *repowering* d'installations existantes et non sur l'équipement de nouveaux sites, même si le cadre reste encore flou dans plusieurs États.

L'Allemagne et l'Espagne hébergent aujourd'hui près de la moitié des capacités installées et cette situation est appelée à se renforcer si ces pays parviennent à atteindre leurs objectifs de développement.

Figure 5.31 Hypothèse d'évolution des capacités installées de production électrique éolienne terrestre au périmètre du Bilan prévisionnel



42. Stratégie de l'UE pour l'énergie solaire, Commission européenne (18 mai 2022). Les objectifs affichés sont de 320 GW de capacité installée en 2025 et 600 GW en 2030, soit un rythme de développement annuel de +53 GW/an en moyenne sur 2023-2030

43. Recent Facts about Photovoltaics in Germany (§15.1.1), ise.fraunhofer.de (17 mai 2023)

Éolien en mer

La filière de l'éolien en mer est aujourd'hui essentiellement présente en Allemagne et au Royaume-Uni. Toutefois, les difficultés de déploiement de l'éolien terrestre combinées à la diminution structurelle des coûts de l'éolien en mer ont conduit les pays européens à reporter une partie de l'ambition sur cette filière. Les perspectives de développement de la filière sont ainsi colossales : d'après les feuilles de route des différents pays, il s'agit de multiplier par huit la capacité installée d'éolien en mer en Europe d'ici 2035 (en passant de 30 GW à environ 250 GW installés en 2035, Royaume-Uni compris).

Les déclarations conjointes des États membres riverains de la Mer du Nord et de la Mer Baltique s'inscrivent dans la « Stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat »⁴⁴ visant 60 GW en 2030.

La volonté commune des États européens d'accélérer fortement le développement de l'éolien en mer permet d'envisager la structuration d'une filière industrielle majeure en Europe mais pose également des risques de concurrence entre États pour l'accès à certaines ressources. Les usines pour les parcs éoliens en mer et pour les

La déclaration d'Ostende pour « faire de la mer du Nord la centrale d'énergie renouvelable de l'Europe »

Les chefs d'État de la Belgique, du Danemark, de la France, de l'Allemagne, de l'Irlande, du Luxembourg, des Pays-Bas, de la Norvège et du Royaume-Uni se sont réunis à Ostende le 24 avril 2023 afin d'affirmer le rôle crucial de la mer du Nord dans le développement d'une production d'énergie renouvelable au service de la transition énergétique et de la sécurité d'approvisionnement.

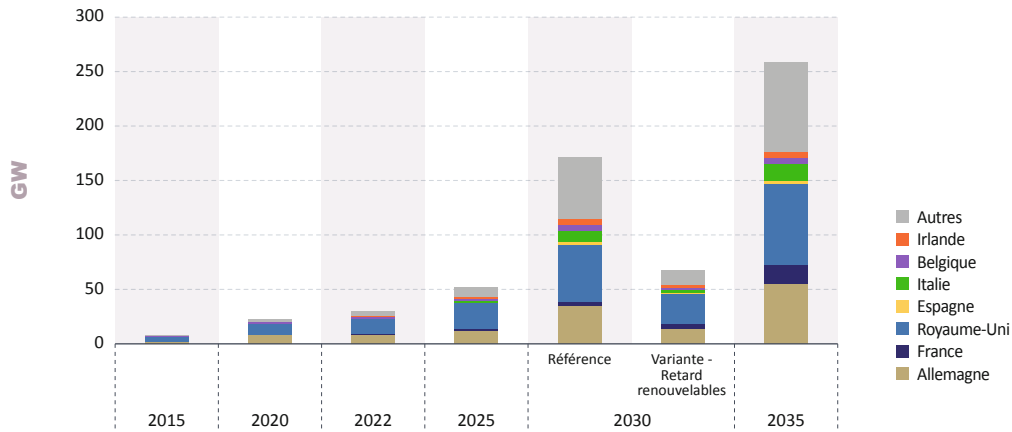
Au-delà de l'ambition de développer au moins 120 et 300 GW d'éolien en mer respectivement en 2030 et 2050, la déclaration souligne l'importance de la création d'un réseau offshore reliant les différents pays pour optimiser la répartition de cette production renouvelable au niveau européen.

Par ailleurs, il est précisé que l'abondance de production renouvelable dans la région constitue une opportunité pour prévoir un hub de production d'hydrogène bas-carbone.



44. Règlement délégué (UE) 2023/2485 de la Commission, Journal officiel de l'Union européenne (21 novembre 2023)

Figure 5.32 Hypothèse d'évolution des capacités installées de production électrique éolienne en mer au périmètre du Bilan prévisionnel

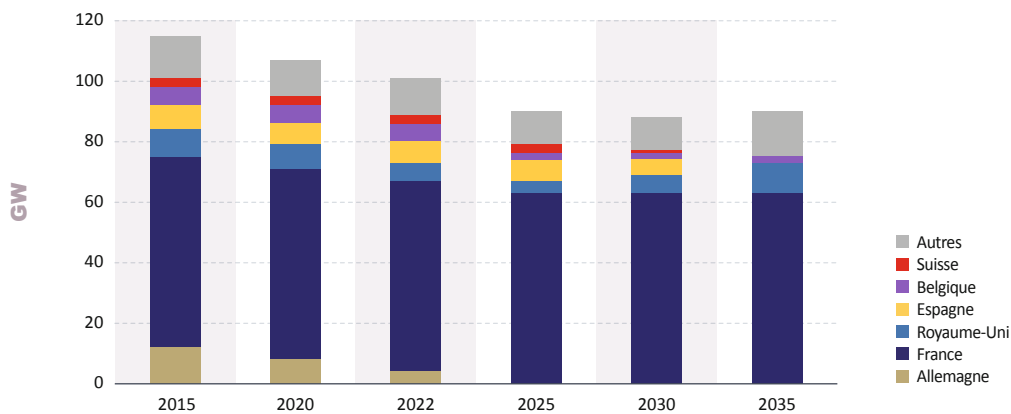


infrastructures de raccordement ou encore les navires nécessaires à leur installation sont en effet dès aujourd'hui très fortement sollicités et l'accélération du développement pourrait générer une saturation de la capacité industrielle, limitant ou ralentissant finalement le déploiement à l'échelle continentale.

Nucléaire

À court terme, la capacité de production nucléaire européenne poursuit une dynamique de légère contraction, en raison de la sortie définitive du nucléaire en Allemagne (en 2023) et de la fermeture de certains réacteurs au Royaume-Uni et en Belgique. Cette capacité devrait ensuite se stabiliser, la poursuite de la fermeture dans certains

Figure 5.33 Hypothèse d'évolution des capacités installées de production électrique nucléaire au périmètre du Bilan prévisionnel



États (Belgique, Espagne et Suisse) devant intervenir à plus long terme (autour de 2035) et étant contrebalancée par la perspective de mise en service de nouveaux réacteurs dans d'autres pays (EPR de Olkiluoto en Finlande, de Flamanville en France, de Hinkley Point au Royaume-Uni pour les plus récents et les prochains).

Récemment, de nombreux États ont annoncé la relance d'un programme nucléaire. En Europe, l'Alliance du nucléaire, fondée en 2023 à l'initiative de la France, rassemble 16 pays⁴⁵ et promeut le développement de cette énergie contribuant à la souveraineté de l'Europe et à l'effort de décarbonation. Pour nombre de ces pays, les perspectives consistent en de premières mises service à l'horizon du milieu de la décennie 2030. Plus précisément, la Pologne envisage une mise en service de nouveaux réacteurs vers 2033, la République tchèque vers 2036, la France à l'horizon 2035-2037, la Slovaquie vers 2036 et la Hongrie vers 2030.

Les nouveaux Plans nationaux énergie-climat des Pays-Bas et de l'Italie mentionnent quant à eux des réflexions sur une possible relance du nucléaire

dans ces pays mais une telle éventualité se situerait au-delà de l'horizon de ce Bilan prévisionnel.

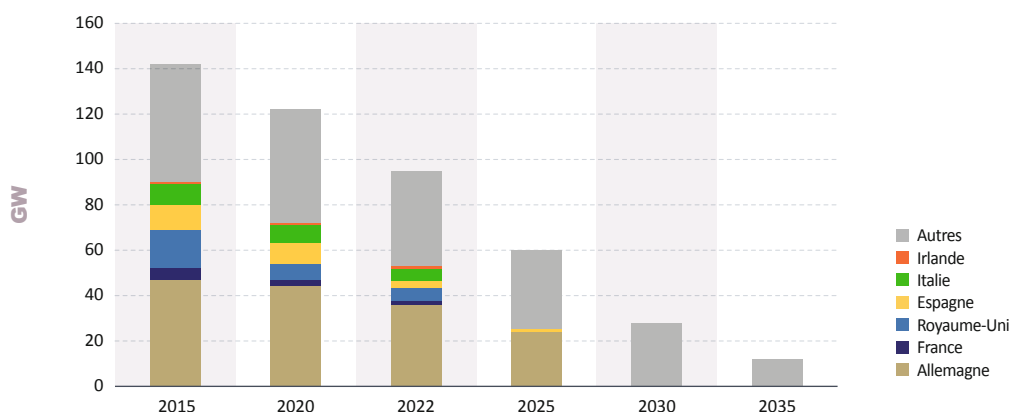
Centrales au charbon et lignite

Un certain nombre de pays n'ayant plus qu'une capacité réduite de centrales fonctionnant au charbon ou au lignite ont décidé d'en sortir au cours des toutes prochaines années (entre 2025 et 2030) en fermant ou en convertissant les unités à la biomasse.

Les pays dont la part du charbon est plus importante visent une sortie à un horizon un peu plus lointain. L'Allemagne vise notamment une sortie au mieux en 2030 (si possible), et au pire en 2038 selon la loi, tandis que la Pologne prévoit à l'heure actuelle une fermeture totale de son parc de centrales au charbon d'ici 2049.

Les scénarios du Bilan prévisionnel intègrent les trajectoires les plus ambitieuses de sortie du charbon (en particulier, une sortie à l'horizon 2030 en Allemagne), ce qui constitue une hypothèse plutôt contraignante en matière d'évaluation de la sécurité d'approvisionnement.

Figure 5.34 Hypothèse d'évolution des capacités installées de production électrique charbon et lignite au périmètre du Bilan prévisionnel



45. Belgique, Bulgarie, Croatie, Estonie, Finlande, France, Hongrie, Pays-Bas, Pologne, République tchèque, Roumanie, Slovénie, Slovaquie et Suède avec l'Italie avec le statut d'observateur et le Royaume-Uni en tant qu'invité

Centrales au gaz

S'agissant du gaz, comme évoqué plus haut dans le présent chapitre, les stratégies nationales visent dans leur majorité un maintien voire un accroissement des capacités, malgré l'apparente contradiction avec les objectifs de réduction des effets de serre et de la dépendance par rapport à la Russie, afin de disposer de suffisamment de capacités pilotables et ainsi d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans un système en transition. Le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques gaz concerne ainsi principalement les pays impactés par de nombreuses fermetures de centrales au charbon et/ou ayant des parcs de centrales thermiques au gaz historiquement peu développés. Ces nouvelles centrales sont annoncées comme devant permettre à terme un fonctionnement avec des combustibles décarbonés (biométhane ou hydrogène) mais fonctionneront vraisemblablement avec du gaz fossile dans un premier temps.

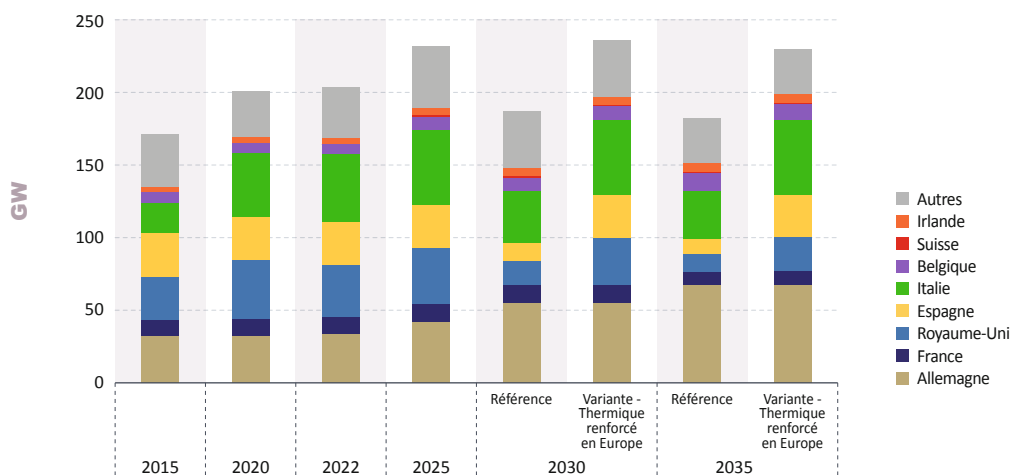
En Allemagne en particulier, les hypothèses considérées de développement de nouvelles capacités thermiques gaz se situent dans le haut de la fourchette annoncée par le gouvernement allemand à l'horizon 2030 combinée à une hypothèse de

fermeture totale du parc de centrales charbon au même horizon (dans le cas où le développement des centrales au gaz prendrait du retard, il est vraisemblable qu'une partie des centrales au charbon ne pourrait être fermée à cet horizon).

Certains pays prévoient à date de maintenir la totalité de leur parc thermique gaz dans le but de minimiser le risque en matière de sécurité d'approvisionnement, quand bien même celui-ci est inférieur au critère réglementaire. Toutefois, le modèle économique permettant le maintien de l'ensemble de ces centrales reste très incertain. C'est pourquoi, dans une démarche prudente, le Bilan prévisionnel étudie une configuration n'intégrant pas le maintien de l'ensemble de ces centrales.

La production annuelle de ce parc thermique gaz évoluera au cours des dix prochaines années sous l'effet combiné de facteurs baissiers (développement de l'éolien et du solaire) et haussiers (augmentation attendue de la consommation électrique, sortie du charbon voire du nucléaire dans certains États). L'effet global devrait être une légère diminution de la production d'électricité à partir de gaz malgré la hausse de la capacité installée. Ceci se

Figure 5.35 Hypothèse d'évolution des capacités installées de production électrique gaz au périmètre du Bilan prévisionnel



traduit donc par une baisse importante du nombre d'heures de fonctionnement de nombreuses centrales, dont il est attendu qu'elles basculent progressivement d'un fonctionnement en semi-base vers un fonctionnement de pointe.

Batteries

Les stratégies nationales diffèrent fortement quant au développement des batteries, cette filière n'étant pas toujours traitée de manière homogène.

Les pays anticipant une forte progression de la capacité des batteries présentent un ou plusieurs des inducteurs suivants :

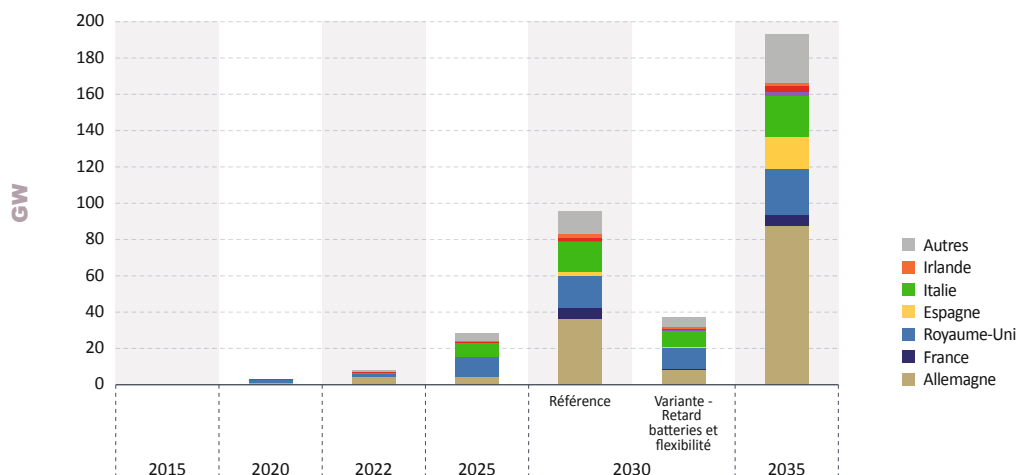
- ▶ potentiels d'excédents élevés d'énergie renouvelables et notamment solaire (Allemagne, Espagne, Italie et Pays-Bas) ;
- ▶ pointe de consommation en soirée d'été (Espagne et Italie) ;

- ▶ contraintes réseaux entre la production renouvelables et les centres de consommation (Allemagne et Italie) ;
- ▶ système insulaire (Irlande et Royaume-Uni).

Pour certains pays, une part significative du développement des batteries devrait être portée par l'autoconsommation en association avec du photovoltaïque. La modélisation du Bilan prévisionnel rend bien compte de ce lien très fort entre solaire et cycle de fonctionnement des batteries.

Par rapport aux trajectoires remontées par les gestionnaires de réseau de transport européens, des ajustements à la hausse sont intégrés dans les hypothèses du Bilan prévisionnel pour certains pays, de manière à assurer l'adéquation de l'équilibre offre-demande à long terme. Cela porte sur un volume d'une vingtaine de gigawatts de capacité (hors France).

Figure 5.36 Hypothèse d'évolution des capacités installées de batteries au périmètre du Bilan prévisionnel



5.4 Un équilibre offre-demande de plus en plus variable sous l'effet de l'électrification et du développement des renouvelables, qui modifie les flux circulant sur le réseau européen

5.4.1 La « consommation résiduelle » européenne va devenir le principal inducteur des échanges aux frontières de la France

Dès aujourd'hui, c'est désormais la *consommation résiduelle* (consommation réduite de la production éolienne et solaire – voir description détaillée et analyse au chapitre 6) qui détermine l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne et par conséquent les flux transitant entre les différents pays.

Le Bilan prévisionnel s'attache à modéliser de manière précise l'équilibre offre-demande global sur l'ensemble du continent européen, en s'appuyant sur une représentation fine des dynamiques de consommation et de production des différents pays, en fonction de leurs caractéristiques géographiques, des différences de structure

des économies, des stratégies politiques, des facteurs d'acceptabilité et des modes de vie.

Côté production renouvelable, les études de RTE s'appuient sur un référentiel climatique développé en partenariat avec Météo France et permettant de décrire différentes configurations météorologiques (200 chroniques annuelles) et d'assurer la cohérence climatique entre température, vent et rayonnement au niveau européen pour chacune des configurations.

Les analyses montrent notamment des corrélations relativement fortes entre les différents pays européens pour la production solaire et pour la production

Figure 5.37 Poids relatif des capacités renouvelables hors biomasse en 2030

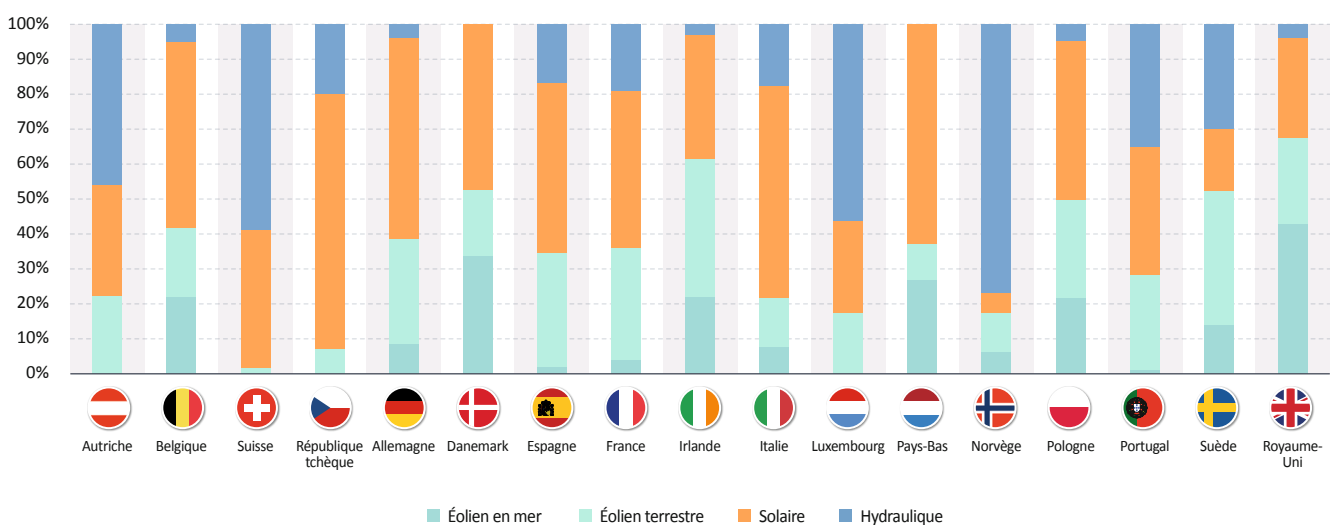
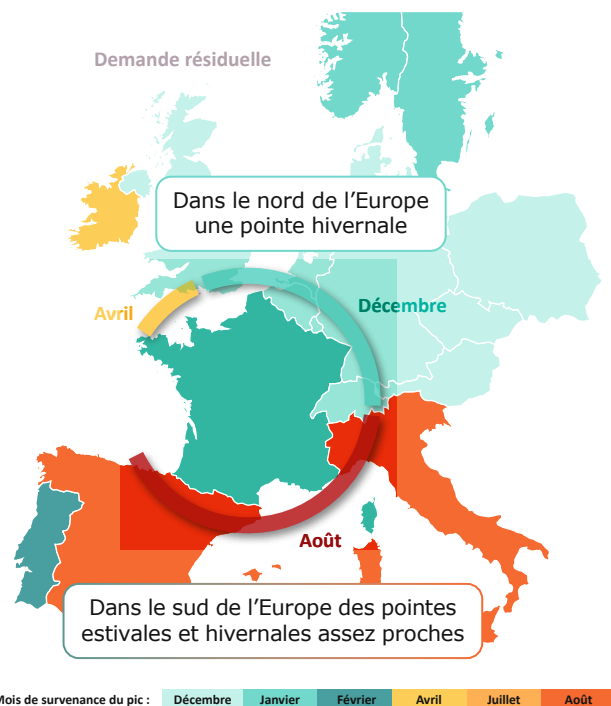


Figure 5.38 Indicateurs de corrélation (facteurs de Pearson) des productions éoliennes (terrestres et maritimes) et solaires

Espagne	Royaume-Uni	Italie	Suisse	Allemagne	Belgique	France		Espagne	Royaume-Uni	Italie	Suisse	Allemagne	Belgique	France
100 %	12 %	21 %	18 %	13 %	16 %	35 %	Espagne	100 %	81 %	87 %	83 %	81 %	79 %	92 %
12 %	100 %	6 %	10 %	31 %	39 %	37 %	Royaume-Uni	81 %	100 %	79 %	77 %	81 %	82 %	84 %
21 %	6 %	100 %	21 %	14 %	8 %	11 %	Italie	87 %	79 %	100 %	92 %	88 %	81 %	92 %
18 %	10 %	21 %	100 %	25 %	22 %	32 %	Suisse	83 %	77 %	92 %	100 %	91 %	84 %	93 %
13 %	31 %	14 %	25 %	100 %	56 %	46 %	Allemagne	81 %	81 %	88 %	91 %	100 %	91 %	90 %
16 %	39 %	8 %	22 %	56 %	100 %	72 %	Belgique	79 %	82 %	81 %	84 %	91 %	100 %	89 %
35 %	37 %	11 %	32 %	46 %	72 %	100 %	France	92 %	84 %	92 %	93 %	90 %	89 %	100 %

éolienne. La corrélation n'est toutefois pas parfaite, notamment pour la production éolienne, ce qui permet dans certaines configurations un relatif foisonnement de la production renouvelable.

Figure 5.39 Mois lors duquel la pointe de consommation résiduelle est généralement atteinte dans les études du Bilan prévisionnel à l'horizon 2030



Il convient ainsi de dépasser les analyses caricaturales sur le foisonnement de la production renouvelable en Europe. Les productions éoliennes relèvent de plusieurs régimes de vent en Europe mais présentent cependant en moyenne une corrélation significative entre les pays limitrophes. Ceci conduit à pouvoir bénéficier d'un foisonnement à l'échelle européenne dans certaines configurations mais également à rencontrer des modes communs (faible vent) particulièrement contraignants pour l'équilibre offre-demande en Europe à certains moments.

Côté consommation, les pics dépendent de la situation géographique (les pays du sud de l'Europe voyant leur pointe annuelle intervenir l'été du fait de la climatisation, au contraire des pays du nord où la pointe annuelle intervient l'hiver du fait de l'appel au chauffage) ainsi que de la structure de la consommation, spécifique à chaque pays (en fonction des secteurs économiques et des équipements des ménages). L'électrification des usages, et notamment du chauffage, tend toutefois à positionner plus fortement les pics de consommation lors des vagues de froid. La forte thermosensibilité hivernale, qui était autrefois considérée comme une spécificité française, aura donc tendance à devenir la norme au niveau européen.

Finalement, la consommation résiduelle rend simultanément compte de ces différences de structure de la consommation et du parc

renouvelable ainsi que du niveau de corrélation entre température, soleil et vent à l'échelle de l'Europe. Dans l'ensemble, les pics de consommation résiduelle interviendront principalement en hiver dans le nord de l'Europe et en été dans le sud pour quelques pays particuliers (Espagne en soirée après la période d'ensoleillement, Italie) même si en hiver froid le pic hivernal de ces pays peut excéder celui de l'été.

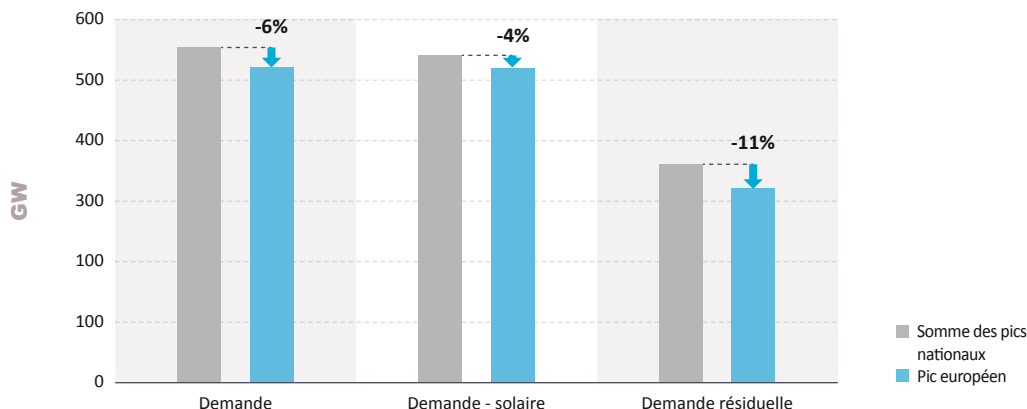
Ces différences dans la structure de l'équilibre offre-demande des différents pays permettent de réduire légèrement, à la maille européenne, le besoin de moyens de production permettant de couvrir la consommation d'électricité à la pointe.

L'analyse comparative de la somme des pointes nationales et de la pointe européenne agrégée montre ainsi que (i) l'effet de mutualisation existe mais (ii) qu'il reste modéré, du fait des corrélations dans la consommation et la production des différents pays.

L'effet du foisonnement est principalement permis par la production éolienne et les différents régimes de vent existant en Europe.

La faculté du système électrique européen à mutualiser la consommation et la production renouvelable, grâce au fonctionnement des interconnexions, permet in fine de réduire le besoin de capacités thermiques pilotables.

Figure 5.40 Illustration de l'effet de mutualisation possible au périmètre du Bilan prévisionnel (scénario de référence à l'horizon 2030)



5.4.2 À l'horizon 2030, des régimes d'échange d'électricité en Europe très variables selon les saisons

Ce paragraphe présente la dynamique du système européen dans des situations typiques à l'horizon 2030. Les cas les plus extrêmes susceptibles de

faire peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement de la France sont analysés notamment sous la forme de stress-tests dans le chapitre 6.

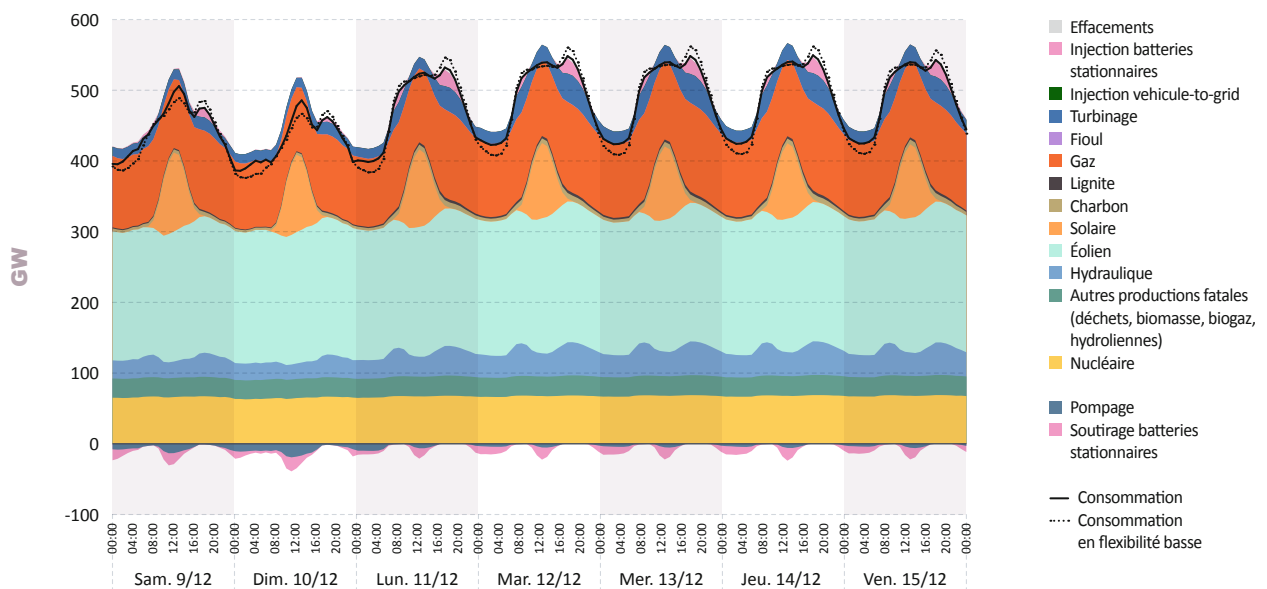
En hiver, les flux européens et notamment les transits à travers la France seront déterminés par la consommation et le niveau de production éolienne dans les différents pays

Semaine type d'hiver

À l'horizon 2030, lors d'une semaine type d'hiver, les productions éolienne⁴⁵ et thermique fossile couvriraient respectivement près de 40 % et 25 % de la consommation électrique hebdomadaire. La production solaire offre une opportunité, même en hiver, de déplacer de la consommation sur les heures creuses méridiennes. Ceci sera favorable pour baisser la pointe du soir, avec un effet pouvant atteindre jusqu'à plus d'une dizaine de gigawatts

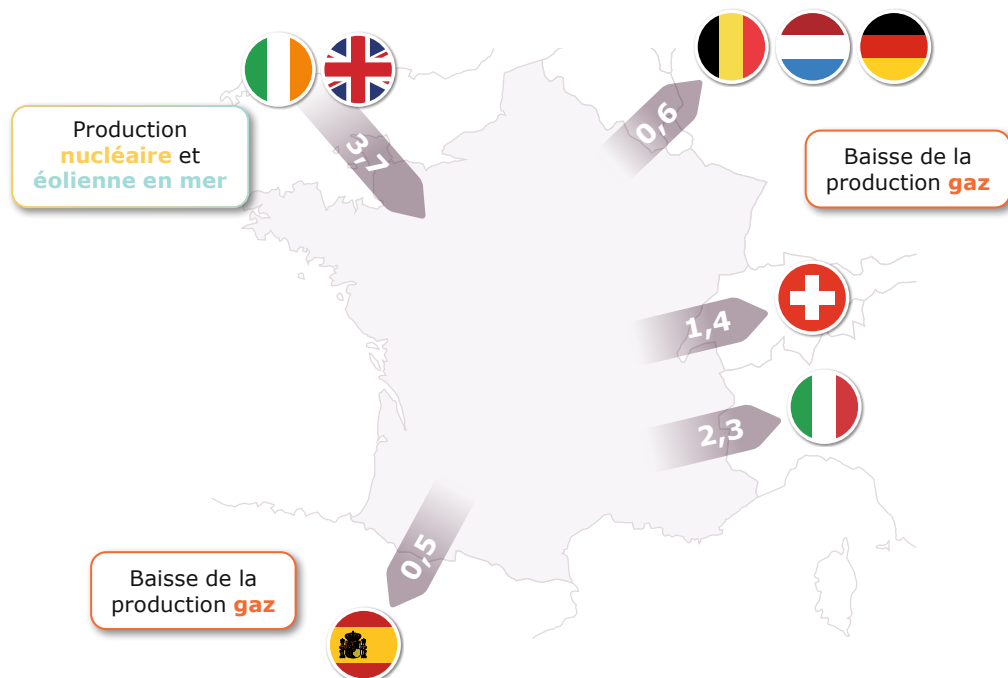
de baisse à l'échelle européenne en moyenne sur les jours ouvrés dans la configuration de référence simulée dans le Bilan prévisionnel par rapport à une configuration contrefactuelle dans laquelle les flexibilités seraient peu développées. Les batteries fonctionneraient sur deux cycles journaliers avec une charge partielle nocturne qui contribue à la montée de charge du matin, et une charge partielle méridienne liée au solaire qui contribue au passage de la pointe de 18 h.

Figure 5.41 Empilement de production européenne lors d'une semaine type d'hiver en 2030



46. Facteur de charge hebdomadaire de l'éolien terrestre de 30% et de l'éolien en mer de 49%

Figure 5.42 Flux aux frontières de la France un soir lors d'une semaine type d'hiver en 2030 (GW)



La couverture de la pointe du soir serait principalement assurée par la production éolienne, ainsi que nucléaire et thermique gaz, en fonction des conditions météorologiques.

Dans cette configuration, la France pourrait contribuer à l'équilibre offre-demande européen en

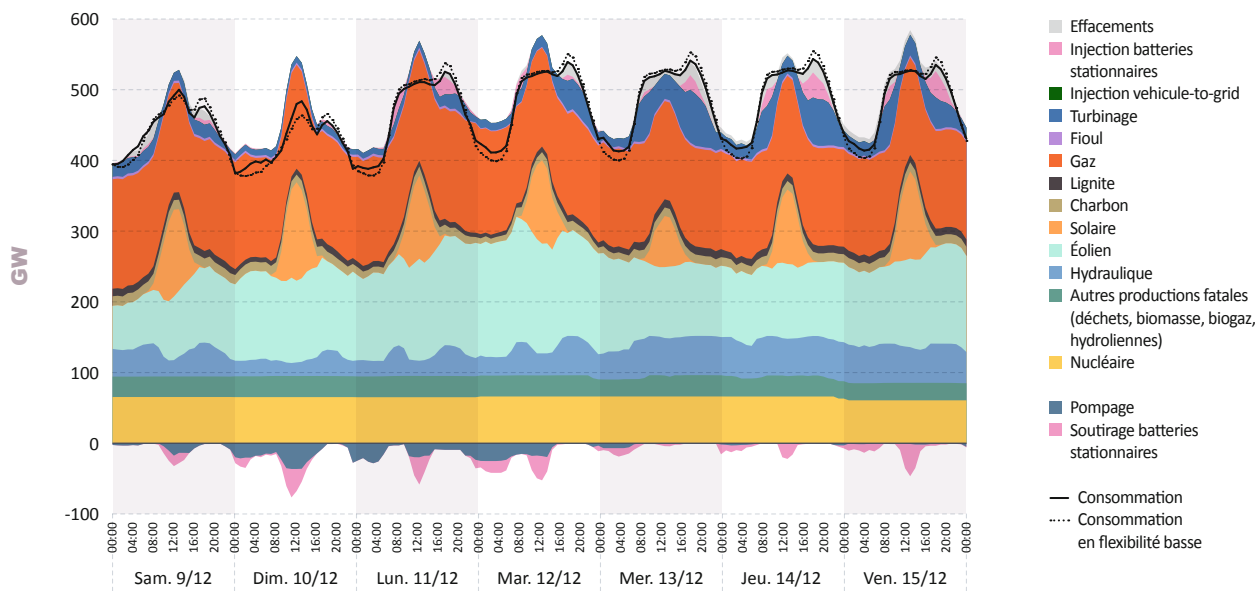
exportant une partie de sa production bas carbone et en permettant le transit des excédents des îles britanniques (notamment nucléaire et éolien en mer). Ces échanges d'électricité permettent de limiter le recours au parc thermique fossile européen.

Semaine froide avec production éolienne modérée

En cas d'aléa météorologique conduisant à un mode commun lors duquel la production éolienne européenne pourrait être réduite de moitié⁴⁷, la forte augmentation de la consommation résiduelle nécessiterait une augmentation importante de la production thermique au niveau européen (+30% pour la production gaz et multiplication par deux de celle à partir de charbon) ainsi que le recours aux effacements. De plus, ce type de configuration traduirait un effet moindre des flexibilités de la demande du fait des tensions sur l'approvisionnement en électricité (la baisse de la pointe du soir serait alors plus limitée). L'Allemagne serait le pays le plus touché avec une perte de 15 GW de production éolienne par rapport à la moyenne.

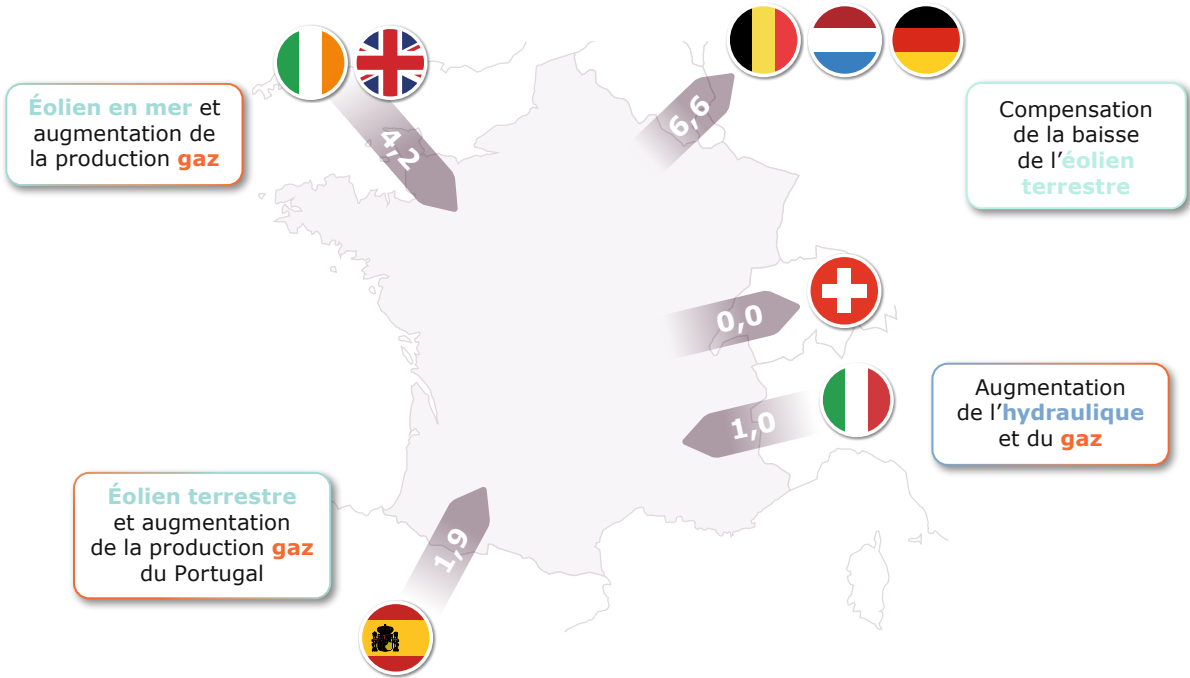
Les flux européens s'adaptent afin de tirer profit des différents régimes de vent en Europe, notamment en exploitant la production de l'éolien en mer, et d'optimiser l'usage des capacités pilotables au niveau européen (parc thermique gaz, nucléaire et hydraulique). Par exemple, l'Italie pourrait solliciter davantage ses STEP. Dans cette situation de mode commun avec vent très faible sur la plaque continentale, affectant majoritairement la production de l'éolien terrestre, la France aurait un solde légèrement positif (~0,5 GW) mais serait traversée par des flux conséquents (~7 GW) depuis la péninsule ibérique, les îles britanniques et l'Italie vers la région Core (Allemagne, Belgique, Pays-Bas).

Figure 5.43 Empilement de production européenne en semaine froide avec production éolienne modérée en 2030



47. Facteur de charge hebdomadaire de l'éolien terrestre de 16% et de l'éolien en mer de 38%

Figure 5.44 Flux aux frontières de la France en soirée d'une semaine froide avec production éolienne modérée en 2030 (GW)



Au printemps, la production renouvelable devrait atteindre des niveaux très élevés, conduisant à une sollicitation forte des flexibilités et du stockage, ainsi qu'à des niveaux d'échanges transfrontaliers importants

Semaine de production renouvelable élevée (éolien + solaire)

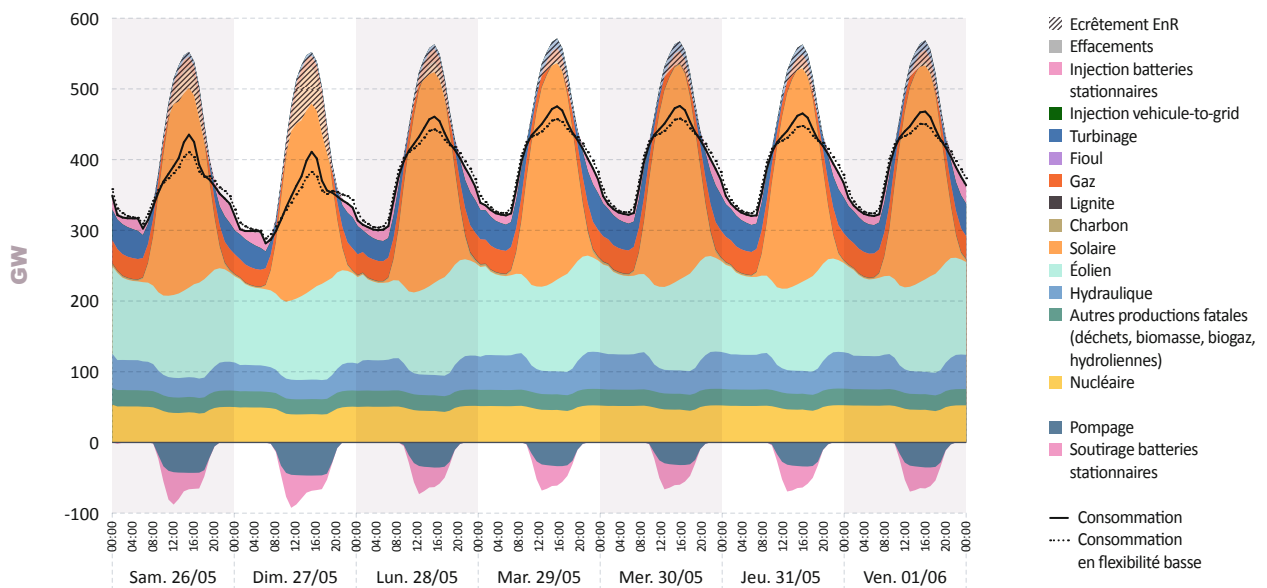
À l'échelle européenne, les pics de production renouvelable les plus élevés seront à terme observés au printemps : cette période combine en effet une durée étendue de la période diurne (et donc une production solaire importante) et une production éolienne supérieure à celle observée en plein cœur de l'été.

En particulier, sur les mois de printemps, les pointes de production renouvelable interviendront en milieu de journée au moment du pic photovoltaïque. Les prix de l'électricité seront en moyenne plus faibles sur cette période, en l'absence de sollicitation des moyens thermiques fonctionnant

au gaz, ce qui constitue une opportunité importante pour la modulation de la consommation et le stockage.

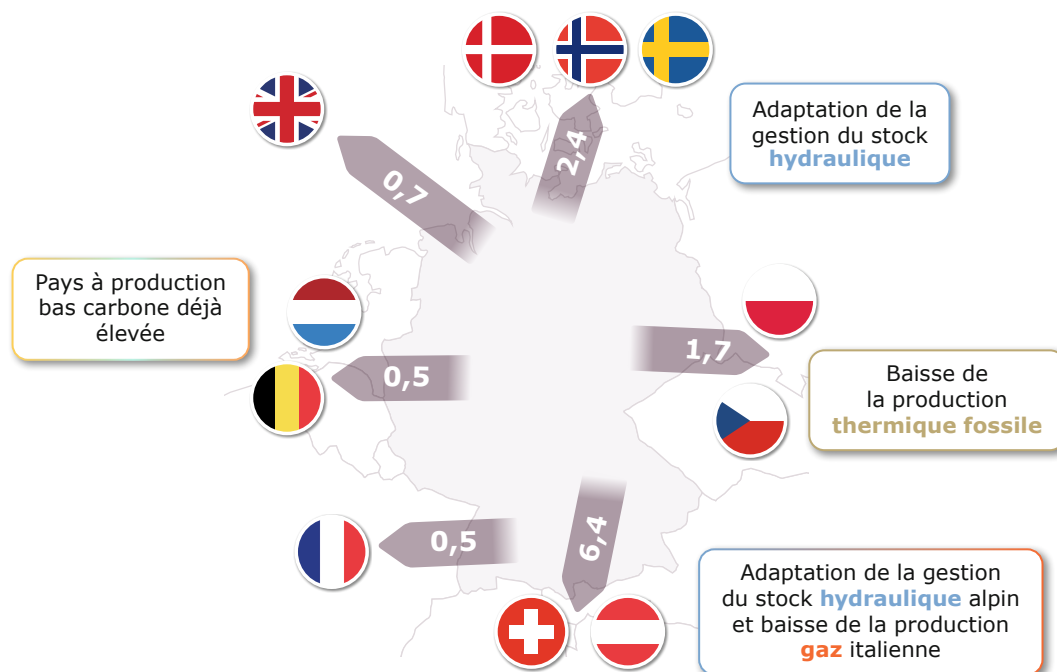
Sur une journée typique du printemps, les batteries et les STEP se chargeront donc en milieu de journée tandis que le nucléaire sera susceptible de moduler plus fortement à la baisse sur cette plage horaire (-15% par rapport au reste de la journée)⁴⁸. Les moyens de stockage restitueront ensuite l'électricité au cours de la nuit, avec toutefois dans certaines configurations une impossibilité de déstocker la totalité du stock au cours d'une même nuit du fait des quantités importantes d'énergies produites et stockées et pour lesquelles il n'existe pas assez de débouchés même la nuit.

Figure 5.45 Empilement de production européenne lors d'une semaine de production renouvelable élevée en 2030



48. Le développement important du solaire peut conduire à une augmentation de la modulation du nucléaire pour absence de débouché économique, sans pour autant augmenter nécessairement le volume total de modulation du nucléaire à l'horizon 2030 par rapport à aujourd'hui. C'est plutôt sa répartition et ses causes qui sont amenées à évoluer sur la prochaine décennie (voir chapitre 6).

Figure 5.46 Flux aux frontières de l'Allemagne en milieu de journée d'une semaine de production renouvelable élevée en 2030 (GW)



En particulier, l'Allemagne, qui table sur un développement très accéléré du photovoltaïque au cours de la prochaine décennie, se retrouvera, encore plus qu'aujourd'hui, en situation d'export significatif lors des heures de pic de production solaire en milieu de journée. Comme la production solaire est amenée à être importante dans de nombreux pays et est fortement corrélée à l'échelle européenne, les pics de production solaire seront largement concomitants : dans ces situations, les flux sur le système électrique européen seront principalement orientés vers les pays ayant peu de solaire et pouvant soit baisser leur niveau de production thermique (principalement en Europe de l'Est) soit stocker ces surplus (par exemple avec des barrages hydrauliques dans les Alpes ou en Scandinavie). Le Royaume-Uni et la France pourraient se retrouver eux aussi

importateurs depuis l'Allemagne à midi, mais seulement pour des volumes limités du fait d'une production bas-carbone (et notamment photovoltaïque) importante au même moment. La production nucléaire s'ajustera alors ponctuellement à la baisse pour absorber les excédents de production solaire dans les limites des contraintes techniques du parc (rampes et puissance minimale).

Lors de certaines journées et aux heures méridiennes, le placement optimisé de la consommation, le stockage (batteries, STEP) et l'effet de mutualisation via les interconnexions ne suffiront toutefois pas à absorber la production renouvelable abondante. L'Allemagne se retrouvera alors à devoir écrêter des volumes importants de production renouvelable allant jusqu'à un tiers de la production totale.

Pic de production solaire en Allemagne combinée à une faible production éolienne en Europe du Nord et une faible production renouvelable en péninsule ibérique

Dans une configuration différente, en cas de faible vent en Europe du Nord et de production renouvelable faible dans la péninsule ibérique, le caractère exportateur de l'Allemagne sera encore plus marqué. En effet, si l'Allemagne atteint ses objectifs très ambitieux en matière de développement

du photovoltaïque (215 GW en 2030), cette filière sera en mesure de couvrir très largement les besoins d'électricité du pays même en cas de faible production éolienne en mer du Nord. Des niveaux records d'exportations allemandes (jusqu'à plus de 30 GW) peuvent alors être observés pour compenser la faible production renouvelable dans d'autres pays. Les échanges vers la France atteindraient alors leur maximum, la majeure partie alimentant des transits vers la péninsule ibérique et l'Italie.

Figure 5.48 Empilement de production de l'Allemagne lors d'une semaine de pic de production solaire en Allemagne combinée à une faible production éolienne en Europe du Nord et une faible production renouvelable en péninsule ibérique en 2030

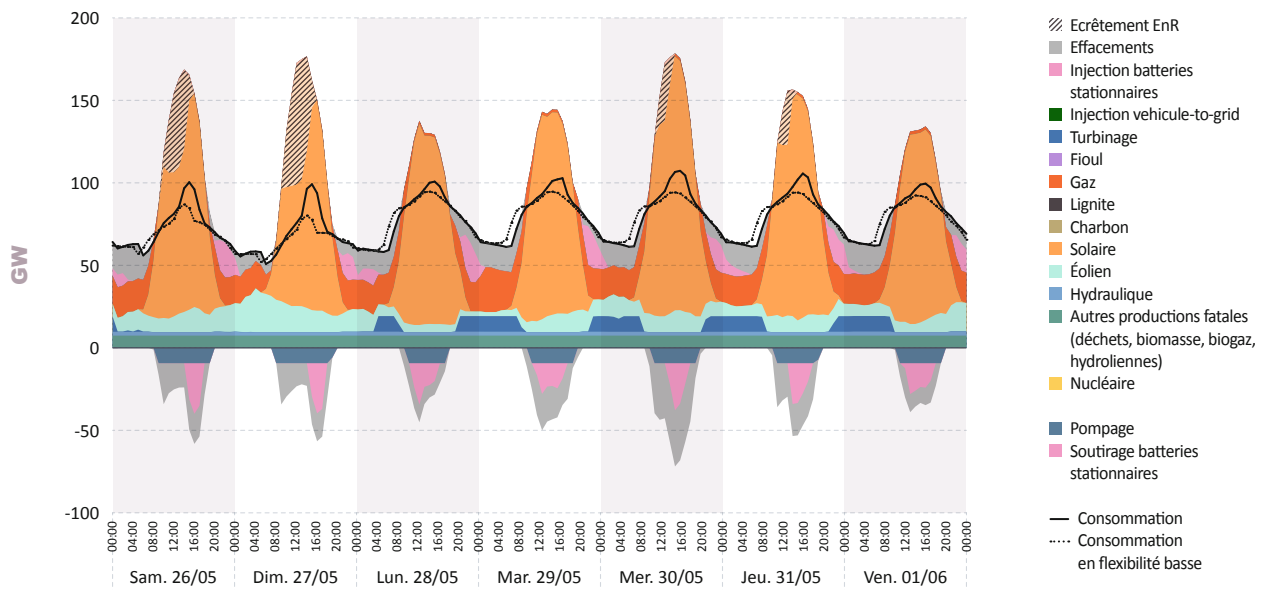


Figure 5.47 Flux aux frontières de la France et de l'Allemagne en milieu de journée lors d'une semaine de pic de production solaire en Allemagne combinée à une faible production éolienne en Europe du Nord et une faible production renouvelable en péninsule ibérique en 2030 (GW)

