



Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2021

RAPPORT

Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2021

RAPPORT

Le Bilan prévisionnel est établi par RTE en application de l'article L. 141-8 du Code de l'énergie.

Son élaboration fait l'objet d'une concertation auprès de toutes les parties prenantes intéressées, incluant une consultation publique sur les hypothèses, une présentation des résultats intermédiaires et une analyse collective des priorités d'études.

Il s'intègre à un programme de travail, évolutif en fonction des demandes des parties prenantes, discuté au sein des réunions de concertation organisées par RTE (Commission perspectives du système et du réseau). Les analyses présentées dans le cadre du Bilan prévisionnel peuvent, à ce titre, faire l'objet de prolongements thématiques (comme par exemple sur les imports/exports, la mobilité électrique, l'hydrogène, ou le secteur du bâtiment à l'horizon 2030-2035). Ces rapports thématiques sont publics et disponibles sur le site internet de RTE.

SOMMAIRE

6

Les dix prochaines années :
une transformation du mix énergétique
pour en faire un vecteur majeur de la réduction
des émissions globales de CO₂ en France

10

Une sécurité d'approvisionnement sous
vigilance pour les trois prochains hivers

20

2024-2026 : une échéance charnière
pour matérialiser l'inflexion vers la décarbonation
des usages et pour renforcer la sécurité
d'approvisionnement

28

À l'horizon 2030, un système électrique
largement transformé qui permet d'engager
une décarbonation profonde de l'économie

53

Une analyse renforcée
de la sécurité d'approvisionnement
et des moyens de la renforcer

INTRODUCTION

LES DIX PROCHAINES ANNÉES : UNE TRANSFORMATION DU MIX ÉNERGÉTIQUE POUR EN FAIRE UN VECTEUR MAJEUR DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS GLOBALES DE CO₂ EN FRANCE

1. Le point de départ : la crise sanitaire a pesé sur le système électrique lors des derniers mois

La crise sanitaire qui frappe la France et le monde depuis un an a profondément touché le système électrique.

Le premier impact visible a été la chute importante de la consommation lors du confinement du printemps 2020 (-15% en quelques jours).

Mais le système électrique a surtout été fragilisé en profondeur par les conséquences du premier confinement sur les plannings de maintenance des réacteurs du parc nucléaire. Malgré les différentes optimisations réalisées depuis par EDF, les objectifs de productible annuels ont été très significativement revus à la baisse par rapport à des années standards et la disponibilité du parc nucléaire a été dégradée. Le parc a ainsi atteint des niveaux de disponibilité historiquement bas au cours de l'hiver 2020-2021, jusqu'à 3 GW en-dessous de ceux des précédents hivers.

De même, la réduction de l'activité économique a ralenti le déploiement des nouvelles installations éoliennes et solaires et rendu plus difficile encore l'atteinte des objectifs 2023 : ceux-ci apparaissent désormais hors d'atteinte pour le solaire, et dans une moindre mesure pour l'éolien terrestre.

Au-delà de la réoptimisation des arrêts sur le parc nucléaire, l'ensemble des acteurs du système électrique (pouvoirs publics, acteurs de marché et RTE) se sont également efforcés de maximiser la

disponibilité de capacités pour la période hivernale pour limiter les risques sur la sécurité d'approvisionnement : gestion prudente des stocks hydrauliques, renforcement du dispositif de soutien aux effacements, etc.

Malgré ces efforts conjoints, la configuration du parc de production ne permettait pas de respecter le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement durant l'hiver 2020-2021.

Néanmoins, aucune défaillance dans la sécurité d'approvisionnement n'a été constatée :

- ▶ les effets de la crise sanitaire ont réduit la consommation tout au long de l'hiver par rapport à une situation hors crise sanitaire ;
- ▶ le niveau d'indisponibilités fortuites sur le parc de production est resté relativement réduit ;
- ▶ les imports ont été plus fréquents que ceux observés les précédents hivers (seul l'hiver 2016-2017 avait connu davantage de situations d'imports) et ont été ponctuellement significatifs sans jamais être saturés (jusqu'à près de 10 GW début décembre et 9 GW début janvier, en accord avec les valeurs anticipées dans les études prévisionnelles, mais loin des limites techniques) ;
- ▶ les conditions climatiques sur certains jours ont conduit à une attention particulière et à l'appel citoyen à la maîtrise de la consommation (dispositif «EcoWatt»¹), mais sont restées globalement favorables.

1. <https://www.monecowatt.fr/>

2. Une réaffirmation des objectifs de transition énergétique dans un contexte de crise sanitaire

Les perspectives de sortie de la crise sanitaire restent encore incertaines, néanmoins les différentes décisions des pouvoirs publics français et européens prises en 2020 confirment la priorité accordée à la transition énergétique, qui est au cœur des plans de relance.

Ainsi, ont été publiés ou annoncés (i) la Stratégie nationale bas-carbone² (SNBC) et (ii) la Programmation

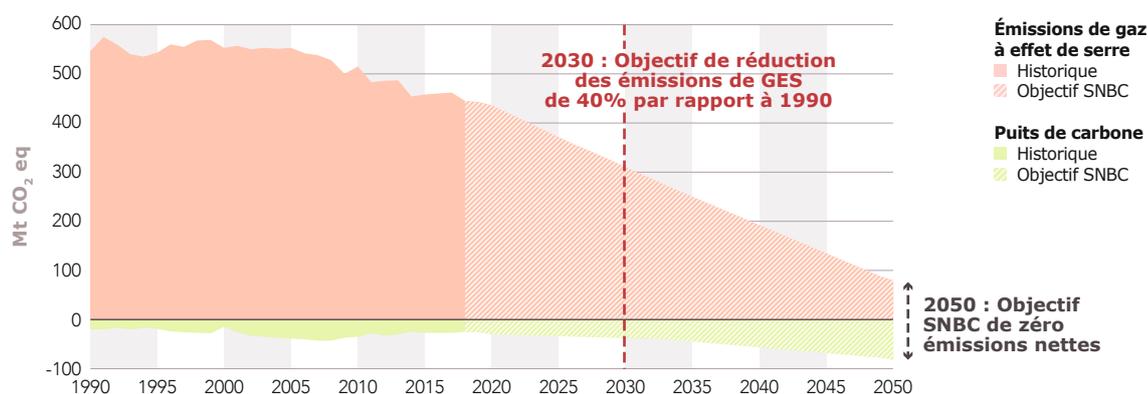
pluriannuelle de l'énergie³ (PPE) en avril, (iii) le rapport de la Convention citoyenne pour le climat en juillet, (iv) le plan France Relance et (v) la stratégie hydrogène en septembre, (vi) des objectifs de décarbonation accrus du chauffage en novembre, et (vii) en décembre le renforcement de l'objectif de l'Union européenne de décarbonation à l'horizon 2030 de -40% à -55% par rapport à 1990⁴.

3. Un objectif de réduction des émissions de CO₂ à l'horizon 2030 de 40% par rapport à 1990

Les engagements de la France auprès de l'Union européenne, intégrés dans la loi pour la transition écologique et la croissance verte (LTECV), et les engagements de l'accord de Paris sont une réduction d'au moins 40% par rapport à 1990 des émissions de gaz à effet de serre.

La France dispose ainsi d'objectifs très concrets sur l'évolution du mix énergétique d'ici 2023 et 2028 à travers la PPE, et à plus long terme avec l'ambition de neutralité carbone en 2050 dans la SNBC. Cela signifie que les émissions nationales de gaz à effet de serre ne devront pas dépasser les quantités

Figure 1 Évolution des émissions et des puits de gaz à effet de serre et objectifs (source : SNBC)



2. Décret n° 2020-457 du 21 avril 2020

3. Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020

4. La déclinaison de ce nouvel objectif aux échelles nationales n'est en revanche pas connue à ce stade. La Commission européenne prévoit d'établir des propositions législatives d'ici à juin 2021 en vue de mettre en œuvre cette nouvelle ambition.

de gaz à effet de serre absorbées sur le territoire français par les écosystèmes (forêts, prairies, sols agricoles...) et certains procédés industriels (capture et stockage ou réutilisation du carbone).

Presque la moitié du chemin a déjà été parcourue avec des émissions en France en baisse de près

de 20% (441 MtCO₂eq émises en 2019 contre 548 MtCO₂eq en 1990⁵). Une réduction supplémentaire près de 111 MtCO₂eq en seulement 10 ans est nécessaire pour atteindre l'objectif de la LTECV de baisse de 40% à 2030.

4. Des mesures d'efficacité énergétique et des transferts d'usages vers l'électricité pour réduire l'empreinte carbone

Les objectifs d'évolution de la consommation énergétique déclinés dans la PPE visent une forte amélioration de l'efficacité énergétique couplée à une décarbonation des vecteurs énergétiques utilisés.

Les axes mis en avant sont principalement :

- ▶ une amélioration de l'efficacité énergétique et un recours accru à l'électricité et aux énergies renouvelables dans le bâtiment (réglementation environnementale 2020 dans le neuf, élimination des passoires thermiques dans l'existant,

rénovation des bâtiments publics...);

- ▶ des mesures en faveur de l'électromobilité et de la mobilité douce ;
- ▶ la décarbonation de l'hydrogène utilisé dans l'industrie, avec l'ambition affichée dans la stratégie française pour l'hydrogène de disposer d'une capacité installée de 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030 ;
- ▶ des mesures en faveur du déploiement d'actions de décarbonation ou d'efficacité énergétique dans le secteur industriel.

5. Le parc de production et d'effacements en profonde mutation

Les objectifs d'évolution du parc de production et d'effacements sur la prochaine décennie sont construits autour de quatre axes déclinés dans la PPE :

- ▶ une poursuite de la réduction de la production d'électricité à partir d'énergie fossile avec la fermeture des derniers groupes au charbon d'ici fin 2022 et l'interdiction de toute nouvelle grande installation thermique fossile (hors cycle combiné au gaz de Landivisiau, décidé avant la PPE) ;
- ▶ une réduction de la part du nucléaire dans le mix : les deux réacteurs de Fessenheim sont désormais à l'arrêt, et la PPE cible 50% de production d'origine nucléaire dans le mix électrique

ce qui conduit à l'arrêt de 12 autres réacteurs nucléaires d'ici à 2035 ;

- ▶ des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables, avec notamment à l'horizon 2028 des cibles de doublement de la capacité installée actuelle de la filière éolienne (autour de 34 GW), de quadruplement de la capacité photovoltaïque (autour de 40 GW), et d'un parc offshore de 5,2 à 6,2 GW ;
- ▶ le développement important de la capacité des effacements de consommation, avec un objectif de 6,5 GW mobilisables à l'horizon 2028.

5. <https://www.citepa.org/fr/donnees-emissions/>

6. Une scénarisation articulée autour de la PPE et de la SNBC

Dans ce contexte, les scénarios et variantes du Bilan prévisionnel sont bien articulés autour de la PPE et de la SNBC adoptées en avril 2020, et intègrent les réglementations et incitations récemment mises en place à l'échelle nationale et européenne.

Le scénario de référence du Bilan prévisionnel est un scénario de relance progressive et d'atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon. Il est caractérisé dans un premier temps par un ralentissement de l'activité en 2020 suivi d'un retour progressif à la normale sur l'horizon 2021-2025. Dit autrement, la crise sanitaire actuelle retarde certaines des actions et mesures engagées (chantiers, appels d'offres...) mais ne remet pas profondément en cause les objectifs publics en matière de production et de consommation d'électricité (transferts d'usages pour la décarbonation des usages énergétiques et efficacité énergétique). Enfin, la fin d'horizon est basée sur l'atteinte de l'ensemble des objectifs de la SNBC et de la PPE pour 2028.

Pour l'horizon 2030, un second scénario prévoyant une atteinte partielle des objectifs est également analysé. Ce scénario implique que l'inflexion sur le rythme de développement des énergies

renouvelables, des effacements, des actions d'efficacité énergétique et de transferts d'usage se produit, mais qu'il ne suffit pas à atteindre intégralement les objectifs de la PPE et de la SNBC.

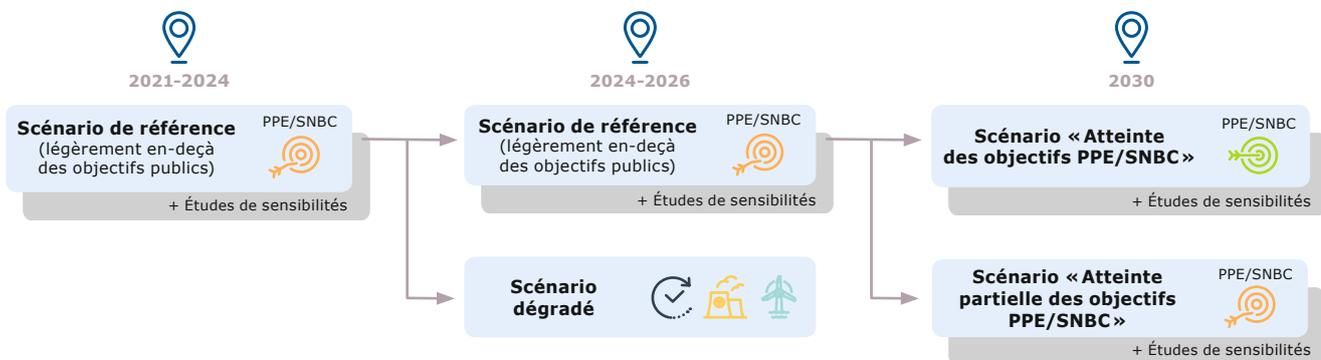
Des études de sensibilité accompagnent chacun des scénarios. Notamment, une configuration prévoyant des retards de mise en service sur les énergies renouvelables et de moindre disponibilité du nucléaire est utilisée pour la période 2024-2026.

Les hypothèses associées à ces différents scénarios sont récapitulées à la fin du présent rapport.

Ce contexte général fait apparaître trois périodes distinctes sur la décennie à venir :

- ▶ la période 2021-2024 qui reste sous vigilance en termes de sécurité d'approvisionnement ;
- ▶ un regain de marges pour le système électrique aux alentours de 2025, facilitant la décarbonation associée aux transferts d'usages ;
- ▶ une accélération de la transformation du mix énergétique en fin de décennie, au service de la décarbonation de secteurs économiques dont les besoins énergétiques étaient jusque-là couverts par des énergies fossiles.

Figure 2 Scénarios envisagés dans le Bilan prévisionnel 2021



UNE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT SOUS VIGILANCE POUR LES TROIS PROCHAINS HIVERS

1.1 Un rebond de la consommation est attendu dès 2021

Après une phase de stabilité depuis une dizaine d'années, la consommation a connu un net repli en 2020 (le niveau atteint est de 460 TWh, en baisse de 13 TWh par rapport à 2019). Ce repli est conjoncturel et dû à la crise sanitaire, notamment du fait de la baisse importante des consommations industrielle et tertiaire lors du premier confinement.

Les conditions de reprise économique restent aujourd'hui empreintes d'incertitude. À date, après la baisse du PIB de 8,3% enregistrée en 2020, le « consensus des économistes »⁶ envisage un rebond de 5,5% en 2021. Il s'agit là d'une valeur médiane sur un panel d'une vingtaine de prévisions, présentant des écarts assez élevés (80% des prévisions se situent dans une fourchette allant de 4,1% à 6,6%).

Un rebond de la consommation est attendu en 2021, lié à celui de l'activité économique. Dans le scénario de référence du Bilan prévisionnel, ce rebond ne permet cependant pas de retrouver le niveau de consommation de 2019, les secteurs productifs restant encore partiellement affectés par les effets de la crise sanitaire.

La trajectoire retenue pour les trois années qui viennent table sur une consommation intérieure qui atteint 468 TWh en 2021 (soit un niveau inférieur d'environ 5 TWh, soit 1%, à celui d'avant crise), puis reste stable sous les effets conjugués de la poursuite de la reprise économique et des transferts d'usages vers l'électricité, contrebalancés par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

6. <https://www.consensuseconomics.com/>

1.2 La disponibilité du parc nucléaire au centre des enjeux du système électrique pour les prochaines années

La disponibilité du parc nucléaire demeure un sujet majeur pour la sécurité d’approvisionnement. Cette disponibilité s’est dégradée ces dernières années, notamment du fait du rallongement de durées d’opérations de maintenance, et les perspectives de disponibilité du parc sur les prochains hivers restent sous surveillance :

- ▶ La maîtrise de la durée des arrêts de tranches pour maintenance, et notamment la maîtrise de la durée des quatrièmes visites décennales des 32 tranches du palier 900 MW qui s’étaleront jusqu’en 2031, représente un enjeu considérable pour la filière. Les premières tranches 1300 MW passeront également leur quatrième visite décennale à partir de 2026.

Pour le premier réacteur du palier 900 MW (Tricastin 1) ayant passé sa quatrième visite décennale, la durée d’arrêt est restée comparable à celle d’autres visites décennales. Il n’en a pas été de même pour le réacteur suivant (Bugey 2), qui a été arrêté plus d’un an même si la raison ayant conduit au prolongement de la durée d’arrêt au cours du second semestre 2020 et du début 2021, commune avec le réacteur Bugey 3, ne semble pas liée à la nature

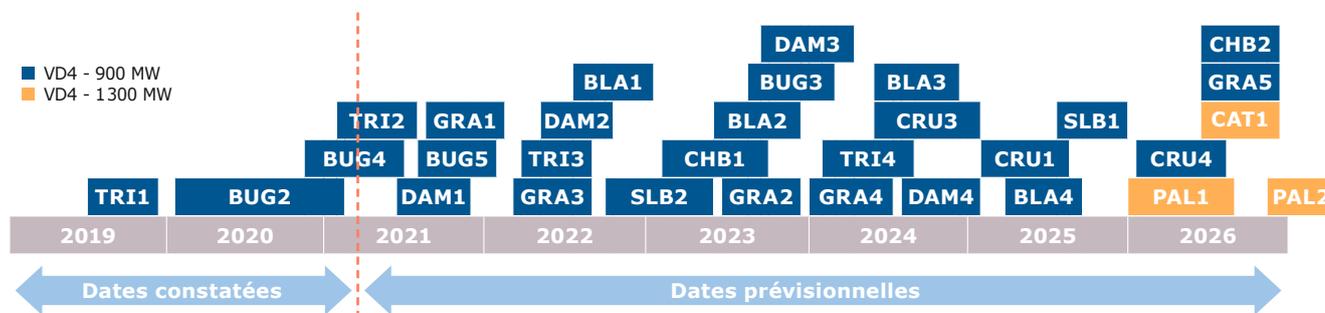
des travaux associés à une quatrième visite décennale.

- ▶ L’ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d’EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique⁷.

Dans sa décision, l’ASN prescrit notamment des améliorations majeures de la sûreté, déjà prévues par EDF ainsi que des dispositions supplémentaires qu’elle considère nécessaires à l’atteinte des objectifs du réexamen. L’ASN indique également que d’une part (i) cette décision clôt la phase dite «générique» du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire, et que d’autre part (ii) ces prescriptions seront ensuite appliquées réacteur par réacteur, lors de leur quatrième réexamen périodique programmé jusqu’en 2031, où il sera alors tenu compte des particularités de chacune des installations.

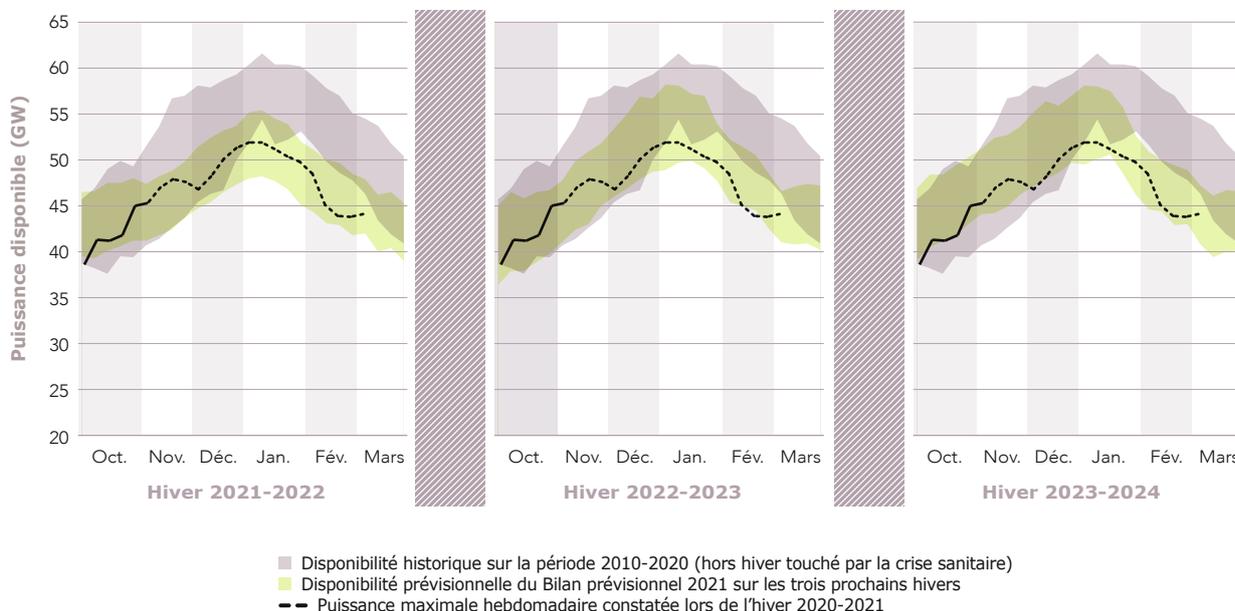
Les décisions qui en découleront pourraient conduire EDF à amender une partie des plannings actuels d’arrêts des tranches.

Figure 3 Planning des quatrièmes visites décennales des réacteurs nucléaires sur les cinq prochaines années



7. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/La-poursuite-de-fonctionnement-des-reacteurs-de-900-MWe-au-dela-de-40-ans>

Figure 4 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur les trois prochains hivers, au 4 février 2021⁸



À date, les durées prévisionnelles annoncées par l'exploitant pour les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW sont plus longues d'un mois que les deuxièmes ou troisièmes visites décennales programmées sur les autres paliers, et des travaux spécifiques sont intégrés aux visites partielles programmées trois ou quatre ans après la visite décennale proprement dite.

- La crise sanitaire actuelle a par ailleurs très fortement dégradé la disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver 2020-2021 mais aussi les deux hivers suivants, dont les calendriers d'arrêts avaient déjà été identifiés comme particulièrement denses dans le Bilan prévisionnel 2019 (avec au total 18 visites décennales prévues à proximité ou au cœur de ces hivers). La

tendance à l'allongement des durées des arrêts programmés fait par ailleurs peser un climat d'incertitudes sur le niveau de disponibilité du parc lors de l'hiver 2023-2024, du fait de nombreux retours de maintenance prévus en entrée d'hiver.

La disponibilité prévisionnelle des tranches nucléaires sur les trois prochains hivers apparaît ainsi très basse, bien en deçà de la disponibilité observée par le passé, en particulier pour l'hiver 2021-2022.

La date de mise en service de l'EPR a été repoussée à plusieurs reprises⁹. EDF n'envisage désormais pas de mise en service avant fin 2022, mais des incertitudes existent toujours sur ce calendrier

8. Bien qu'annoncé plus récemment par l'exploitant comme « susceptible » sur la plateforme de transparence européenne, le décalage d'un arrêt de réacteur initialement prévu au cœur de l'hiver est intégré dans ce graphique de disponibilité prévisionnelle sur l'hiver 2021-2022

9. Le dernier communiqué de presse d'EDF sur la date de mise en service de l'EPR remonte à octobre 2019 : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/epr-de-flamanville-edf-privilege-un-scenario-de-remise-a-niveau-des-soudures-de-traversees-du-circuit-secondaire-principal-par-robots-et-ajuste-le-calendrier-et-l-estimation-du-cout-de>

10. <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000041759388/>

et un décret repoussant le délai maximal de mise en service de l’EPR jusqu’au 11 avril 2024¹⁰ a été publié le 27 mars 2020. L’ASN a en outre récemment communiqué¹¹ sur un écart de conception de trois piquages du circuit primaire.

L’hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est une date de mise en service cohérente avec les annonces d’EDF. Les conséquences d’une mise en service fortement retardée (après 2025) sont

également étudiées et prises en compte dans le scénario « dégradé ».

Les hypothèses de disponibilité retenues pour l’EPR sont prudentes (indisponibilité sur l’hiver 2022-2023, disponibilité partielle durant l’hiver 2023-2024 et prise en compte d’un arrêt long (première visite complète et changement du couvercle de la cuve) durant la période suivante).

11. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-EPR-ecart-de-conception-de-trois-piquages-du-circuit-primaire-principal>

1.3 Les installations les plus émettrices du système électrique à l'arrêt après la fermeture des derniers groupes au charbon prévue d'ici fin 2022

Du fait du socle important de moyens de production bas-carbone (nucléaire, hydraulique et autres énergies renouvelables), l'intensité carbone de l'électricité produite en France est dès aujourd'hui très faible (autour de 30 à 40 gCO₂/kWh en moyenne) notamment en comparaison d'autres pays (près de 10 fois inférieure à celle de l'Allemagne par exemple). En cohérence avec l'objectif de décarbonation global du secteur énergétique, le parc de production électrique doit toutefois réduire autant que possible cette intensité carbone.

Le parc thermique classique s'est ainsi profondément contracté ces dernières années avec la fermeture des installations les plus émettrices de gaz à effet de serre. Les grandes installations au fioul sont fermées depuis 2018, et une partie des centrales au charbon sont désormais à l'arrêt (au final, près de 9 GW ont été fermés sur la décennie écoulée).

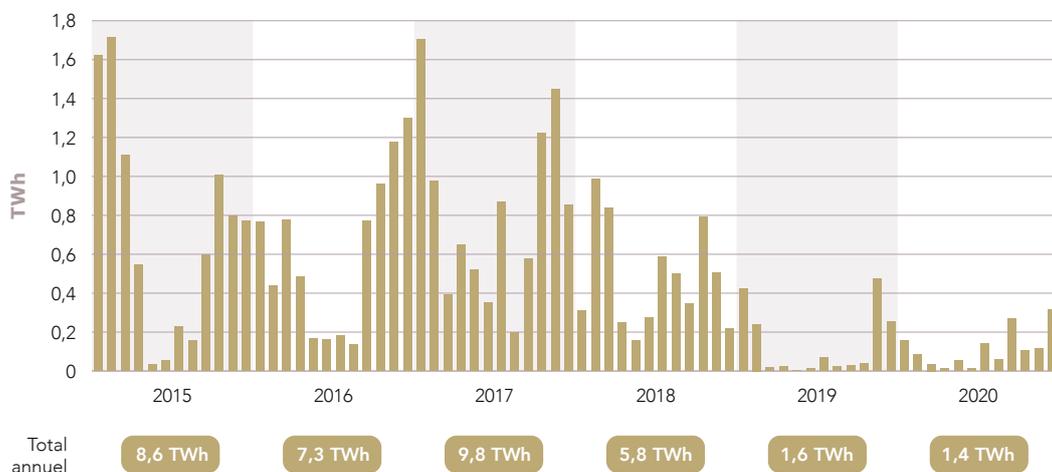
Le calendrier de fermeture des centrales au charbon se précise. Après la fermeture annoncée de la centrale du Havre au 1^{er} avril 2021, la fermeture des unités

de Gardanne et Saint-Avold est prévue d'ici mi-2022. En ce qui concerne la centrale de Cordemais, des échanges sont en cours entre l'État et l'exploitant pour une éventuelle conversion à la biomasse.

Le cycle combiné au gaz (CCG) de Landivisau sera pleinement en service début 2022, avec un décalage de quelques mois par rapport à l'hypothèse retenue dans le précédent Bilan prévisionnel du fait des travaux nécessaires de renforcement du réseau de transport de gaz naturel. En application de la PPE, ce CCG sera la dernière grande installation thermique mise en service en métropole.

La fermeture des derniers groupes charbon ne se traduira toutefois pas par une inflexion sensible des émissions de CO₂ du secteur électrique, ces derniers groupes fonctionnant déjà très peu depuis deux ans. Après cette fermeture, les émissions de CO₂ associées à la production d'électricité seront de l'ordre de 18 millions de tonnes par an à conditions météorologiques normales. Deux tiers seront associés à la combustion du gaz d'origine fossile dans les cycles combinés.

Figure 5 Production mensuelle des centrales au charbon en France depuis 2015



1.4 Un développement des énergies renouvelables en-deçà des rythmes nécessaires pour l’atteinte des objectifs 2023 de la PPE

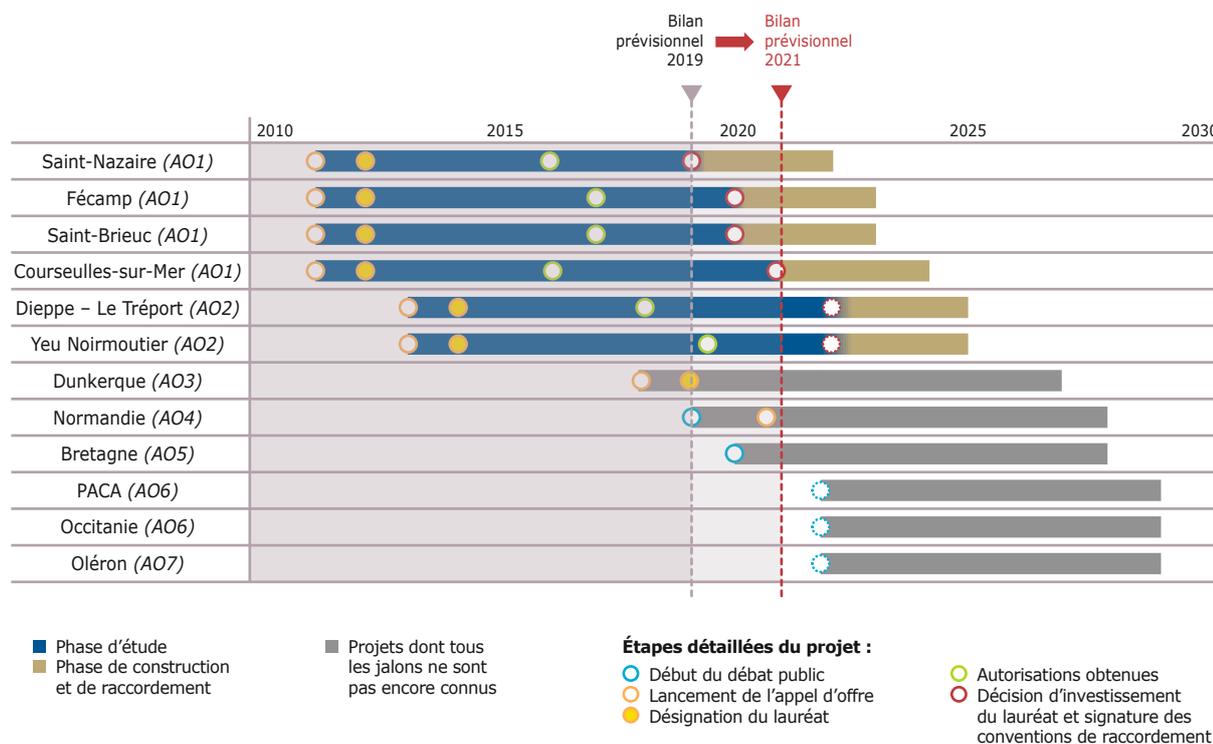
Les objectifs de développement des énergies renouvelables ont été réaffirmés dans la PPE pour les horizons 2023 et 2028.

Même sans tenir compte de l’année 2020 du fait de son caractère atypique, les rythmes de développement actuels apparaissent insuffisants pour atteindre les objectifs intermédiaires fixés par la PPE pour 2023 – surtout en ce qui concerne l’énergie solaire, dont le rythme ne s’est jamais réellement infléchi à la hausse depuis plusieurs années. Les trajectoires retenues tablent sur un rythme de développement sur les prochaines années proche de celui prévu par la PPE pour l’éolien, mais demeurent en-deçà pour le photovoltaïque. Elles conduisent respectivement à une puissance installée de près de 24 GW et 15 GW

en 2023 (contre près de 25 GW et 20 GW dans la PPE).

S’agissant de l’éolien en mer, des évolutions significatives sont intervenues ces derniers mois et conduisent à crédibiliser le planning annoncé au moins pour les quatre parcs de l’AO1, dont les lauréats ont été désignés en 2012. Après plusieurs reports de calendrier dus à de nombreux recours, les travaux pour le raccordement des premiers parcs en mer ont désormais débuté (projets de Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp et Courseulles-sur-Mer). L’hypothèse retenue dans le scénario de référence consiste en la mise en service des trois premiers parcs d’ici 2023, même si des oppositions locales demeurent pour le projet de Saint-Brieuc.

Figure 6 Avancée des projet de parcs éoliens en mer depuis le dernier Bilan prévisionnel



1.5 Un objectif de développement de la filière effacements confirmé dans la PPE

La PPE fixe un objectif de développement important et progressif de la capacité d'effacement à l'horizon 2028, avec un point de passage à 4,5 GW pour 2023, pour environ 3,3 GW mobilisables fin 2020. Les pouvoirs publics et RTE ont développé un ambitieux plan de mesures de soutien et d'adaptations des dispositifs de marché pour favoriser le développement des capacités d'effacement. Les dernières évolutions, mises en place courant 2020, ont déjà permis d'accélérer le rythme de développement des effacements.

Le Bilan prévisionnel retient l'hypothèse d'un développement significatif des capacités d'effacements, légèrement en-deçà des objectifs de la PPE (3,8 GW en 2023 contre 4,5 GW prévu dans la PPE). Cette évolution repose sur la pérennisation et l'amplification des mesures mises en place, notamment de l'appel d'offres effacements, dont les évolutions devront faire l'objet d'une approbation par la Commission européenne au titre des aides d'État.

1.6 Des interconnexions mises en service sur les frontières britannique et italienne

Les différents projets d'interconnexion de la France avec les pays voisins sont présentés dans le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié par RTE en septembre 2019¹¹ sous forme de «paquets». Ces paquets regroupent des projets ayant le même niveau de maturité et d'intérêt technico-économique. Le premier de ces paquets, dit «paquet 0», contenant deux projets avec la Grande-Bretagne et un avec l'Italie, devrait être complètement opérationnel d'ici 2022.

Après la mise en service début 2021 du premier de ces deux projets d'interconnexion avec la Grande-Bretagne (liaison IFA 2 de 1 GW), une nouvelle interconnexion devrait entrer en service et permettre de disposer d'une capacité d'échange

renforcée avec l'Italie au cours du prochain hiver, même si des aléas techniques sont toujours possibles d'ici là (liaison Savoie-Piémont de 1,2 GW).

Concernant le projet ElecLink entre la France et la Grande-Bretagne, la Commission intergouvernementale, autorité de sécurité du tunnel sous la Manche, a donné son accord fin 2020 pour le déploiement du câble dans le tunnel, levant ainsi la forte incertitude réglementaire qui pesait sur la réalisation de ce projet. Aussi, l'hypothèse d'une mise en service de cette interconnexion d'1 GW pour mi-2022 est désormais retenue dans le scénario de référence du Bilan prévisionnel, en cohérence avec les annonces du porteur de projet.

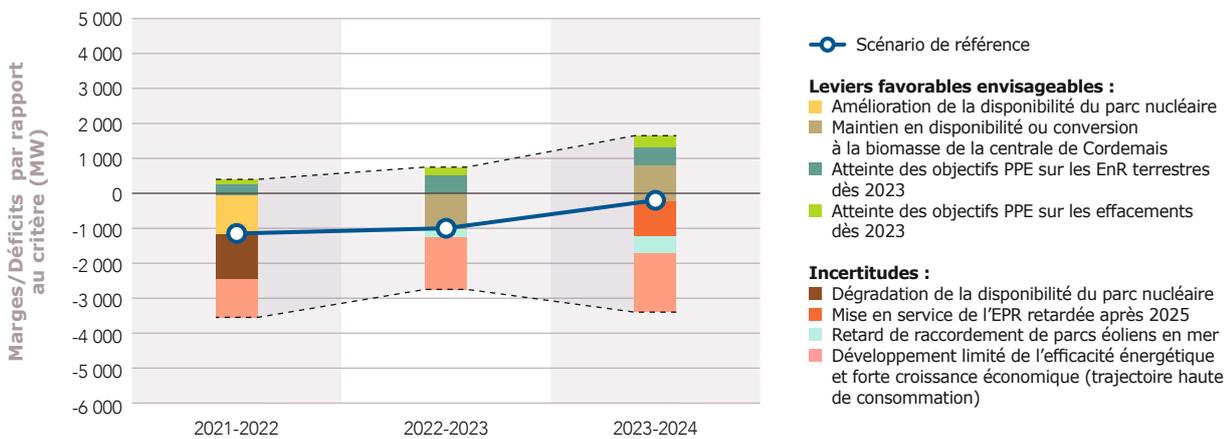
11. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/Sch%C3%A9ma%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20r%C3%A9seau%202019%20-%20Synth%C3%A8se.pdf>

1.7 La sécurité d’approvisionnement reste sous vigilance

Le diagnostic du précédent Bilan prévisionnel avait fait apparaître une période de vigilance à partir de l’hiver 2021-2022, du fait de la fermeture des dernières centrales au charbon et du retard de mise en service de l’EPR.

Combinées, les nouvelles hypothèses conduisent à une détérioration des marges dans le cas de référence du Bilan prévisionnel, sans en modifier les caractéristiques générales. RTE estime désormais que la période de tension préalablement identifiée dans le Bilan prévisionnel s’étend à 2021-2024.

Figure 7 Évolution des marges sur l’horizon 2021-2024



1.8 Des leviers pour améliorer la sécurité d’alimentation

Au cours de cette période, le niveau effectif de sécurité d’approvisionnement, mesuré selon la méthodologie de référence, apparaît (i) inférieur ou voisin du critère fixé par le code de l’énergie¹², (ii) en croissance progressive et (iii) dépendant de la maîtrise des durées d’arrêt des réacteurs nucléaires. La progression à l’horizon 2023-2024 reste soumise à des incertitudes. Un rebond de consommation plus important que celui anticipé,

ou un retard supplémentaire sur la mise en service de l’EPR ou des parcs éoliens en mer conduirait de nouveau à des niveaux de marges dégradés en 2024.

Dans l’ensemble, la situation en matière de sécurité d’approvisionnement, au cours des prochaines années, est donc désormais largement connue et prescrite par les décisions du passé et le contexte

12. Le « niveau » ou « critère » de sécurité d’alimentation retenu en France est fixé par le code de l’énergie (D141-12-6) : il s’agit de la règle dite des « trois heures ». Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l’équilibre entre l’offre et la demande ne peut pas être assuré par les marchés de l’électricité, dans toutes les configurations étudiées par RTE, est inférieure ou égale à trois heures par an, respectivement deux heures par an pour le recours au délestage.

économique. Des leviers existent à la marge pour améliorer ces perspectives :

- ▶ les marges de manœuvre à disposition d'EDF pour accroître la disponibilité du parc nucléaire sur les prochains hivers font désormais l'objet de discussions et d'un suivi approfondi en lien avec l'exploitant, l'Autorité de sûreté nucléaire et les services de l'État. Les perspectives présentées pour l'hiver 2021-2022 intègrent déjà une réadaptation du planning permettant de dégager de l'ordre de 1 GW, et d'autres actions seraient envisageables pour renforcer le niveau de sécurité d'approvisionnement en cas de besoin ;
- ▶ le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais permettrait de disposer de 1 GW de marges supplémentaires à compter de l'hiver 2022-2023. Au vu des perspectives présentées dans le Bilan prévisionnel, cette opération apparaît nécessaire pour garantir l'équilibre local du système en Bretagne et le respect du critère national de sécurité d'approvisionnement, sur la période 2022-2024 *a minima*. Les durées annuelles de fonctionnement requises pour l'équilibre du système sont faibles, et en tout état de cause

inférieures au plafond de 700 heures qui découle de la loi de 2019 et de la réglementation ;

- ▶ l'atteinte des objectifs de la PPE en matière de développement des énergies renouvelables terrestres permettrait de gagner 0,5 GW de marges en 2023. *A contrario*, de nouveaux retards conduiraient à dégrader le diagnostic ;
- ▶ l'accélération du développement des effacements à hauteur du rythme de la PPE renforcerait les marges de l'ordre de 0,2 GW sur le premier hiver, et jusqu'à 0,4 GW fin 2023. De manière générale, RTE a déjà largement présenté, dans les précédentes éditions du Bilan prévisionnel, l'importance associée au renforcement de l'efficacité énergétique et des usages économes.

L'amélioration de la sécurité d'approvisionnement sur l'hiver 2023-2024, qui permet – dans la configuration de référence – de quasiment respecter le critère public, ne conduit pas à faire disparaître la nécessité d'un mécanisme de capacité. Sans rémunération de capacité, la viabilité économique des turbines à combustion n'est pas assurée sur la seule base des revenus tirés sur le marché de l'énergie (et les revenus complémentaires sur les marchés court-terme).

1.9 Il n'y pas de risque local associé à la fermeture des derniers groupes charbon, au-delà de la problématique spécifique au Grand Ouest

S'agissant de la sécurité d'approvisionnement à l'échelle locale, le diagnostic formulé dans les précédents Bilans prévisionnels est confirmé.

D'ici 2024, la fermeture des dernières tranches au charbon ne génère pas de risque local spécifique, à l'exception d'un **risque dans l'ouest de la France tant que la fermeture de la centrale de Cordemais n'est pas compensée par la mise en service de l'EPR de Flamanville.**

A contrario, il n'existe pas de risque local spécifique en Lorraine (avec la fermeture annoncée de la centrale de Saint-Avold), pas plus qu'en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (centrale de Gardanne) ou en Normandie (centrale du Havre).

Il n'y a pas de risque local identifié associé à la fermeture des derniers groupes charbon, au-delà de la problématique spécifique au Grand Ouest.

2024-2026 : UNE ÉCHÉANCE CHARNIÈRE POUR MATÉRIALISER L'INFLEXION VERS LA DÉCARBONATION DES USAGES ET POUR RENFORCER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

2.1 À l'horizon 2025, une consommation électrique retrouvant son niveau des dernières années

La consommation intérieure d'électricité devrait s'infléchir à la hausse à partir de 2024. En effet, la reprise de l'activité économique et le développement de l'électricité comme vecteur de décarbonation sur certains usages feront plus que compenser les effets des actions d'efficacité énergétique sur cette période :

- ▶ le développement des véhicules électriques devrait se poursuivre à un rythme soutenu. La part de marché des véhicules électriques a plus que triplé entre 2018 et 2020 et représente aujourd'hui de l'ordre de 10% des ventes de véhicules en France. Cette tendance, cohérente avec les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, qui prévoit un parc d'environ 1,2 million de véhicules électriques en 2023, devrait conduire à un parc de près de 2,3 millions de véhicules électriques en 2025 ;
- ▶ les différentes normes concernant la performance énergétique et environnementale des bâtiments (RE 2020, dont les orientations ont été dévoilées en novembre dernier), ainsi que les dispositifs incitatifs (maPrimeRénov'...) augmentent la part de l'électricité dans le chauffage, ce qui devrait conduire un effet modéré sur la consommation d'électricité (+3,8 TWh en 2025) compensant les effets de

l'efficacité énergétique sur le bâti (-4,2 TWh en 2025) ;

- ▶ de premiers projets de taille importante de production d'hydrogène par électrolyse sont actuellement en cours de développement et devraient être mis en service dans les prochaines années (près d'1,5 GW de projets d'électrolyseurs pourraient être raccordés d'ici 2025). La volonté de localiser en France de nouvelles filières (comme la construction d'une *gigafactory* pour la production de batteries) devrait, à cet horizon, participer de ce mouvement.

Ainsi, dans la trajectoire de référence du Bilan prévisionnel, la consommation électrique s'inscrit dans une dynamique haussière à partir de 2024 avec un niveau autour de 475 TWh à l'horizon 2026, soit un retour à un niveau équivalent à celui d'avant la crise sanitaire.

Une trajectoire construite sous une hypothèse de reprise économique plus soutenue et de diffusion de l'efficacité énergétique plus modérée conduit à une consommation significativement plus élevée, avec près de 492 TWh à ce même horizon. Cette trajectoire permet d'évaluer la sensibilité du diagnostic de sécurité d'approvisionnement.

2.2 Une progression attendue de la production en France

À compter de l’hiver 2024-2025, la disponibilité du parc nucléaire devrait s’améliorer significativement avec une disponibilité moyenne du parc supérieure d’environ 2 GW par rapport à l’hiver précédent. Le calendrier des arrêts programmés à date à cet horizon¹³ est en effet sensiblement moins dense au cœur de l’hiver que celui de l’hiver précédent. Compte tenu des prudenances intégrées dans la prise en compte des durées d’arrêt prévisionnelles, il y a moins de réacteurs concernées par des visites décennales (5 vs 6) et par des visites partielles ou arrêt pour simple rechargement (5 vs 8) sur l’hiver 2024-2025 que sur l’hiver précédent.

Les incertitudes sur l’EPR de Flamanville concernent aussi bien le calendrier de mise de service que son niveau de disponibilité lors des premières années. Après une hypothèse de disponibilité partielle sur l’hiver 2023-2024, RTE retient une approche prudente :

- ▶ une indisponibilité du réacteur allant de mi-2024 à la fin de l’hiver 2024-2025, pour prendre en compte (i) le changement de couvercle qui doit être effectué avant fin 2024¹⁴ (une étude publiée par l’exploitant fait état d’un chantier d’une durée de 4,5

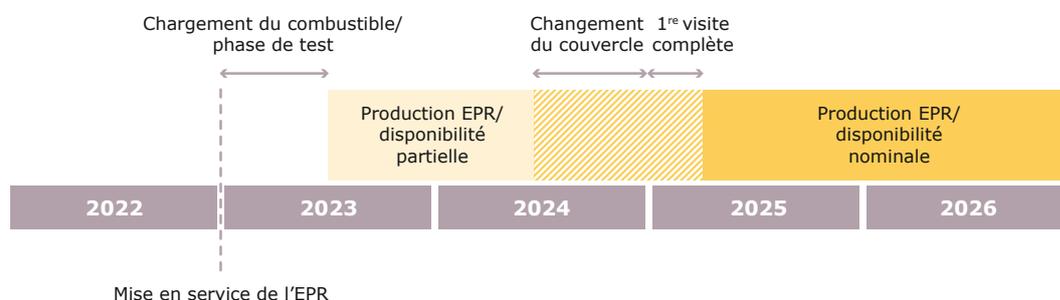
- à 9,5 mois¹⁵) et (ii) une visite complète réalisée généralement deux ans après la mise en service ;
- ▶ une disponibilité nominale à partir du printemps 2025.

La PPE prévoit par ailleurs que deux réacteurs pourraient être fermés en 2025-2026, sous réserve de certaines conditions portant sur la sécurité d’approvisionnement en France et à l’étranger et sur l’intérêt économique. L’hypothèse retenue dans le scénario de référence est un maintien de ces deux réacteurs.

Le parc d’énergies renouvelables doit poursuivre sa progression, avec un rythme moyen de développement de 1,8 GW/an sur l’éolien terrestre et 3 GW/an sur le photovoltaïque. Les parcs éoliens en mer devraient poursuivre leur développement au rythme de 1 GW/an avec près de 3 GW de capacité installée d’ici 2025.

Enfin, l’hypothèse retenue est une légère contraction du parc thermique sur cette période, avec la fermeture des dernières cogénérations au fioul et d’installations de faible puissance (quelques centaines de MW).

Figure 8 Hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2021 pour le démarrage et la disponibilité de l’EPR de Flamanville



13. Les dates prévisionnelles des arrêts planifiés pour les trois années à venir sont publiques et sont déclarées par l’exploitant sur la plateforme de transparence européenne, en application du règlement européen. Au-delà de cet horizon, les plannings relatifs aux arrêts planifiés jusqu’à l’été 2026 ont été transmis par l’exploitant à RTE dans le cadre d’un contrat de gestion prévisionnelle.

14. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-EPR-de-Flamanville-l-ASN-rend-son-avis>

15. https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/production-nucleaire/2017/Juillet/2017-07-05_ancli_scenarios-alternatifs.pdf

2.3 Des évolutions importantes des mix européens à l'horizon 2025

Plusieurs des pays voisins de la France seront engagés dans un mouvement de transition impliquant la fermeture de nombreux moyens de production, fossiles ou nucléaires.

En Allemagne, la fermeture des derniers réacteurs nucléaires (8 GW de capacité produisant encore plus de 64 TWh en 2020, soit davantage que la production hydraulique française) sera effective d'ici fin 2022, et la fermeture de centrales au charbon devrait également commencer dans les prochaines années. Ainsi sa situation aujourd'hui très fréquemment exportatrice devrait évoluer.

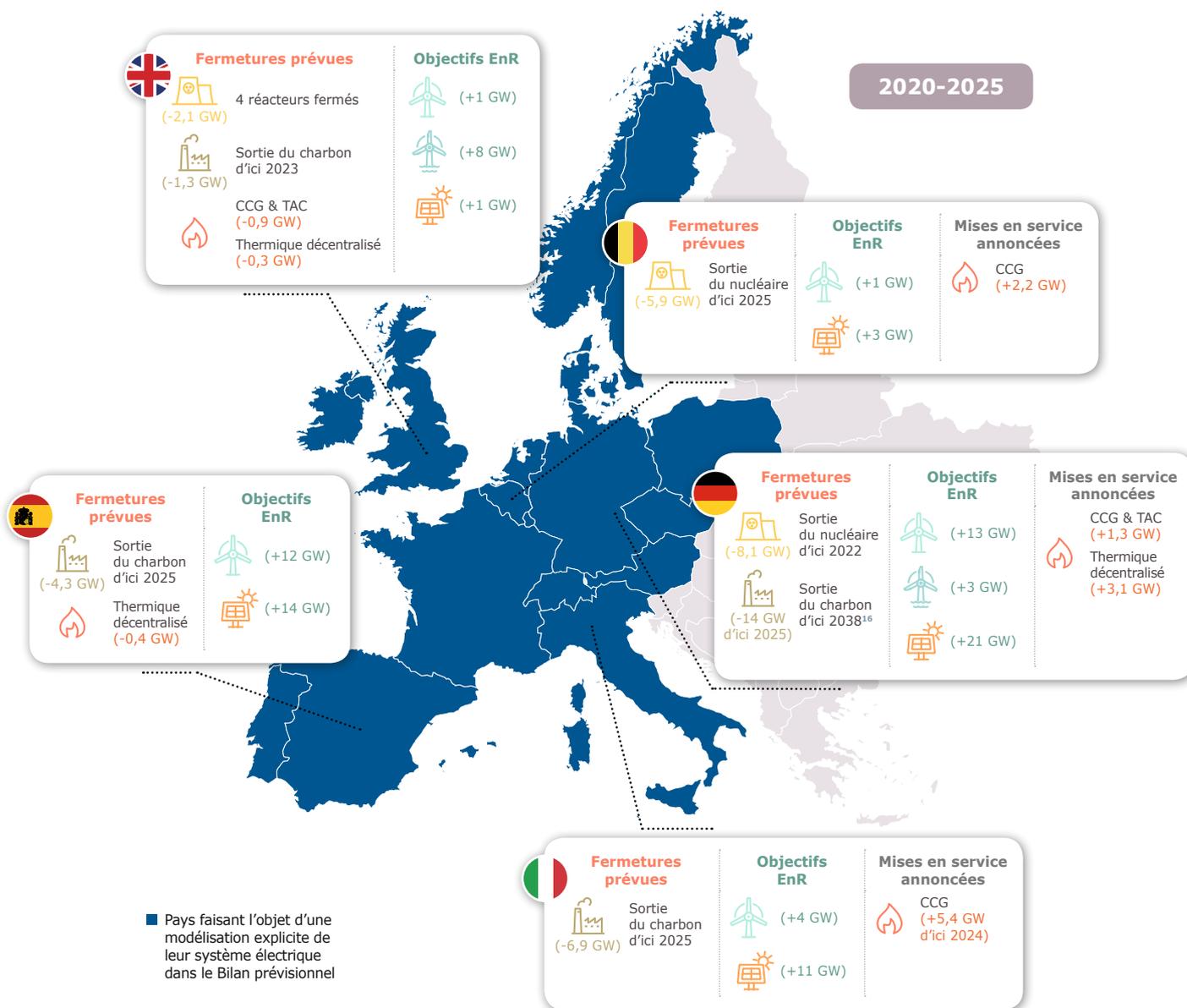
En Belgique, la sortie du nucléaire est annoncée pour 2025 (environ 6 GW produisant en 2020 plus de 30 TWh). Elle devrait être accompagnée de la construction de nouveaux moyens comme des centrales au gaz, mais le mécanisme de capacité

permettant de rendre possible ce type d'investissement n'est pas encore approuvé.

Malgré les importants programmes de développements d'énergies renouvelables lancés partout en Europe, la fermeture de centrales nucléaires ou de grandes unités au charbon devrait conduire à reconfigurer les flux électriques en Europe.

Pour un pays comme la France, très largement interconnecté et qui intègre depuis de nombreuses années la contribution des pays voisins à l'analyse de sa sécurité d'approvisionnement, ces évolutions sont significatives. Tout pris en compte, la capacité de la France à importer de l'électricité lors des situations de tension sur l'équilibre offre-demande est considérée en augmentation, mais dans des proportions modérées afin de tenir compte de la diminution des marges dans les pays voisins.

Figure 9 Principaux objectifs de déclassement et de mises en service sur les parcs thermiques, et de développement des énergies renouvelables dans les pays voisins entre 2020 et 2025



16. Une partie des centrales au charbon en Allemagne pourrait être maintenue dans le cadre des réserves stratégiques.

2.4 Le diagnostic fait apparaître des marges positives possibles à l’horizon 2025, mais soumises à des incertitudes

Le niveau de sécurité d’approvisionnement devrait progresser et garantir le respect du critère réglementaire à l’horizon 2024/2025, avec des marges plus ou moins substantielles selon les cas de figure étudiés, sauf dans le cas de figure le plus défavorable.

Les analyses sont menées en intégrant des scénarios « possibles » au-delà des scénarios « souhaitables » : des scénarios de décalage dans la mise en service de grands projets en France (notamment l’EPR mais aussi les projets éoliens en mer), de faible disponibilité du nucléaire, etc., ont fait l’objet de tests dans le cadre du Bilan prévisionnel.

Ces cas de figure dégradent la perspective, mais ne conduisent pas à remettre en cause la tendance à l’amélioration de la situation à horizon 2025, sauf à cumuler l’ensemble des effets négatifs :

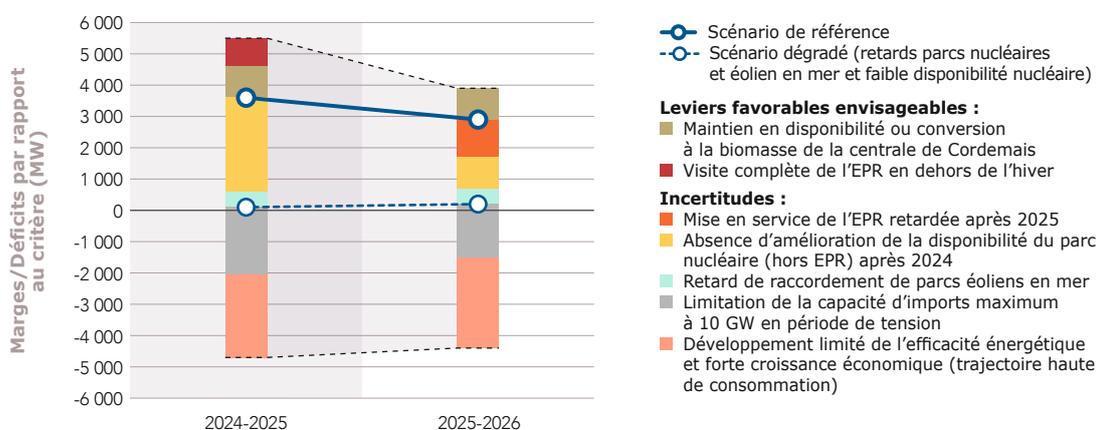
- ▶ un scénario de reprise économique plus soutenue associée à une non-atteinte des objectifs d’efficacité énergétique conduirait à une

consommation orientée sensiblement à la hausse. Les marges pourraient alors être dégradées de l’ordre de 3 GW ;

- ▶ dès lors que la disponibilité du parc nucléaire (en dehors de l’EPR) ne serait pas améliorée par rapport aux hivers précédents (ce qui réduirait les marges d’1 à 3 GW) ;
- ▶ en cas de décalage dans la mise en service de grands projets en France (notamment l’EPR mais aussi les projets éoliens en mer) ;
- ▶ enfin, les marges sont dépendantes de l’évolution des mix énergétiques des pays voisins. Les incertitudes associées à ces calendriers peuvent alors conduire à une prudence dans la prise en compte de ces contributions. Ainsi, dans le cas où les imports maximum lors des périodes de tension resteraient proches de ceux déjà observés lors des dernières années (de l’ordre de 10 GW¹⁷), les marges seraient sensiblement réduites.

Ainsi, dans un scénario prenant en compte d’une part des retards supplémentaires sur deux parcs éoliens en mer et sur le projet d’EPR (scénario

Figure 10 Évolution des marges sur l’horizon 2024-2026



17. Ce niveau d’importations a déjà été dépassé par le passé, le 2 décembre 2017. Des imports sensiblement proches de 10 GW ont aussi été plusieurs fois observés, par exemple le 28 février 2018 ou encore le 8 décembre 2020.

dégradé), et d’autre part une disponibilité du parc nucléaire qui resterait au niveau de la disponibilité prévisionnelle de celle de l’hiver 2023-2024, le système électrique serait sans marge. Le niveau de sécurité d’approvisionnement resterait au niveau réglementaire, sans levier pour accroître les transferts d’usages vers l’électricité ou pour fermer des moyens de production.

Le maintien pour deux années supplémentaires (2024-2026) de la centrale de Cordemais dans le cadre d’un projet de conversion à la biomasse offrirait un gain de marge estimé à environ 1 GW au niveau national. Ce type de gain apporte une sécurité appréciable dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des

trajectoires sur le renouvelables, ainsi que dans l’éventualité d’une mise en service différée de l’EPR de Flamanville. Pour autant, les évolutions engagées sur le réseau et les mises en service prévues (en particulier de parcs éoliens en mer) conduisent progressivement à relâcher le degré de contrainte sur l’équilibre des flux dans l’ouest du pays et la sécurité d’alimentation de la Bretagne.

La baisse des marges observée entre les hivers 2024-2025 et 2025-2026 est due, au premier ordre, à la fermeture des dernières installations des parcs charbon et nucléaire fixée à 2025 dans plusieurs pays européens (Espagne, Italie et Royaume-Uni pour la filière charbon, et Belgique pour la filière nucléaire).

2.5 Le maintien des réacteurs nucléaires actuels apparaît nécessaire à l’horizon 2025

La PPE prévoit la possibilité de fermer deux réacteurs nucléaires additionnels à l’horizon 2025-2026. L’activation de cette option est conditionnée à certains critères, qui portent notamment sur la sécurité d’approvisionnement en France et en Europe et sur l’intérêt économique. La décision doit intervenir en 2023 sur la base d’un rapport remis en 2022.

À date, RTE estime que les conditions précitées pourront très difficilement être remplies.

Les marges estimées à l’horizon 2025 sont en effet associées à de nombreuses prérequis, dont l’atteinte fera l’objet d’une attention particulière au cours des prochaines années mais ne peut être considérée comme acquise à ce jour. C’est le cas des hypothèses structurantes sur la production nucléaire (maîtrise du programme du grand carénage et mise en service de l’EPR), la production renouvelables (notamment le rythme de mise en service des parcs éolien en mer et l’inflexion de la trajectoire sur le solaire), les pays européens voisins et la conséquence de la fermeture du nucléaire en Allemagne et en Belgique notamment, etc.

Ainsi, dans un scénario cumulant retards et moindre disponibilité du parc nucléaire, la France

atteindrait le critère réglementaire, mais sans marge. De même, le cumul de configurations défavorables ne peut être exclu, et il conduirait à un déficit de capacité de production à cet horizon.

Enfin, le retour d’expérience d’une gestion du système électrique au plus près du critère réglementaire de sécurité d’approvisionnement a livré plusieurs enseignements, qui sont discutés dans la partie 4 du Bilan prévisionnel. Les analyses réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel montrent en effet que l’augmentation de la résilience du système à certains aléas nécessite de reconstituer des marges au-delà du respect strict du critère réglementaire. L’arrêt précoce de réacteurs nucléaires au-delà de la trajectoire de fermeture de réacteurs déjà formalisée dans le scénario central de la PPE, n’est pas de nature à atteindre cet objectif.

Au-delà de la question de la sécurité d’alimentation, la fermeture anticipée des réacteurs nucléaires aurait un effet haussier, toutes choses étant égales par ailleurs, sur les émissions en France et dans les pays voisins, et sur la faculté à atteindre les objectifs sur les émissions de gaz à effet de serre prévus pour 2030 (cf. partie 3 du document).

2.6 La viabilité économique du parc thermique dépendra de la permanence du mécanisme de capacité

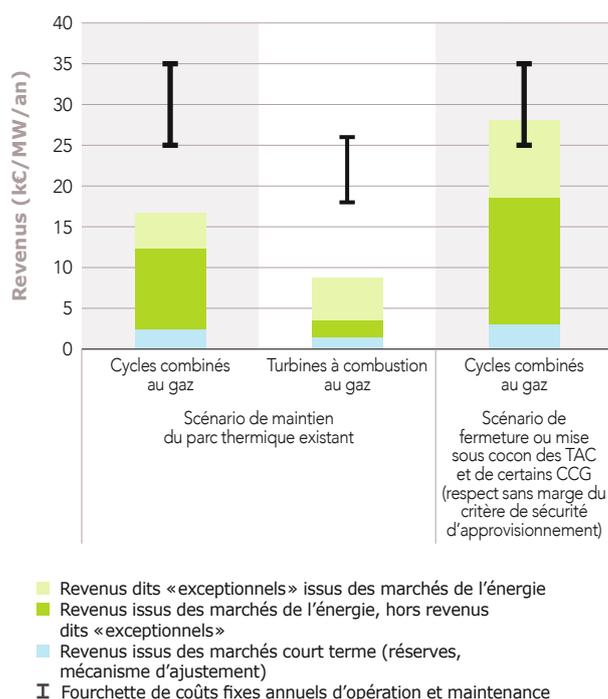
L'amélioration de la sécurité d'approvisionnement à partir de 2024-2025 repose notamment sur le maintien en service des moyens thermiques existants (CCG, turbines à combustion et l'essentiel des cogénérations), qui représenteront à cet horizon de l'ordre de 14 GW.

Cependant, le développement de capacités d'énergies renouvelables entraîne un effet baissier sur les prix de marché de l'électricité. Des pics de prix sont certes susceptibles de se produire en fonction de l'évolution globale de l'équilibre entre offre et demande à l'échelle européenne, mais de nombreuses études ont montré que cela pouvait ne pas suffire à entraîner les investissements nécessaires à l'équilibre sur le long terme du système.

Une diminution importante des prix de marché serait en effet de nature à affecter la viabilité économique des moyens thermiques, surtout si ceux-ci deviennent de plus en plus des moyens de « back-up ». Dans ce contexte, la difficulté à couvrir leurs coûts fixes de fonctionnement de certaines unités de production (cycles combinés, turbines à combustion) peut conduire à la mise sous cocon d'une partie de ces capacités. Il est difficile de modéliser avec précision ce type de décisions, car elles dépendent d'autres considérations (enjeux industriels, sociaux, etc.), mais l'analyse économique conduit clairement à identifier la possibilité de telles fermetures dans un environnement institutionnel sans rémunération capacitaire.

Les analyses conduisent ainsi à établir qu'il n'existe aucune garantie que la viabilité économique des capacités strictement nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement soit assurée sur la base des seuls revenus sur les marchés de l'énergie et des marchés court terme. Elle dépendra en particulier des niveaux effectifs de coûts de fonctionnement et de la façon dont les exploitants de capacité anticipent les revenus futurs et prennent

Figure 11 Revenus annuels nets (i.e. revenus de marché diminués des coûts variables de production) prévisionnels des unités au gaz à l'horizon 2025 et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes



en compte les risques financiers associés aux incertitudes et à la volatilité des prix de marché¹⁸.

Le maintien d'un mécanisme de capacité à cet horizon apparaît en conséquence nécessaire pour garantir le respect du critère public actuel de sécurité d'approvisionnement. Ce dispositif n'a pas, pour autant, vocation à garantir le maintien de l'intégralité des moyens précités, les capacités excédentaires par rapport au critère public ne trouvant pas de débouchés pour la valorisation de leurs « certificats de capacité ».

¹⁸. Les revenus sur les marchés de l'énergie peuvent être très variables d'une année sur l'autre selon les conditions rencontrées par le système électrique (présence ou non d'une vague de froid, disponibilité du parc), les prix des combustibles et du CO₂. Certains revenus peuvent être considérés comme exceptionnels (par exemple s'ils ont une probabilité inférieure à 5% de se réaliser) et peuvent ne pas être considérés dans la prise de décision des exploitants de ces capacités.

À L'HORIZON 2030, UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE LARGEMENT TRANSFORMÉ QUI PERMET D'ENGAGER UNE DÉCARBONATION PROFONDE DE L'ÉCONOMIE

3.1 La consommation en croissance sous l'effet des transferts d'usage vers l'électricité : un cap prévu par la SNBC

Par rapport aux trajectoires du Bilan prévisionnel 2017, les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité ont été révisées à la hausse. Cette révision résulte de la prise en compte des nouvelles réglementations climat et de la réactualisation des tendances sur le numérique et le développement des usages électriques.

La trajectoire de consommation de référence du Bilan prévisionnel reflète les orientations de la SNBC, en utilisant l'ensemble des hypothèses publiques correspondant au scénario AMS¹⁹ de la SNBC et en complétant avec les hypothèses les plus crédibles, après concertation des parties prenantes dans le cadre d'un groupe de travail *ad hoc* piloté par RTE.

Pour prendre en compte les incertitudes inhérentes aux études prospectives, trois autres trajectoires de consommation sont construites :

- ▶ une trajectoire haute, associée à une reprise économique plus soutenue et à une diffusion de l'efficacité énergétique plus modérée que dans la trajectoire de référence ;
- ▶ une trajectoire d'atteinte partielle des objectifs, qui repose sur le même contexte macroéconomique que celui de la trajectoire de référence, mais en supposant un rythme d'investissements

dans l'efficacité énergétique et dans les transferts d'usage ne permettant pas d'atteindre entièrement les objectifs de la SNBC ;

- ▶ une trajectoire basse, associée à une reprise économique et à des transferts d'usage vers l'électricité plus modérés que dans la trajectoire de référence.

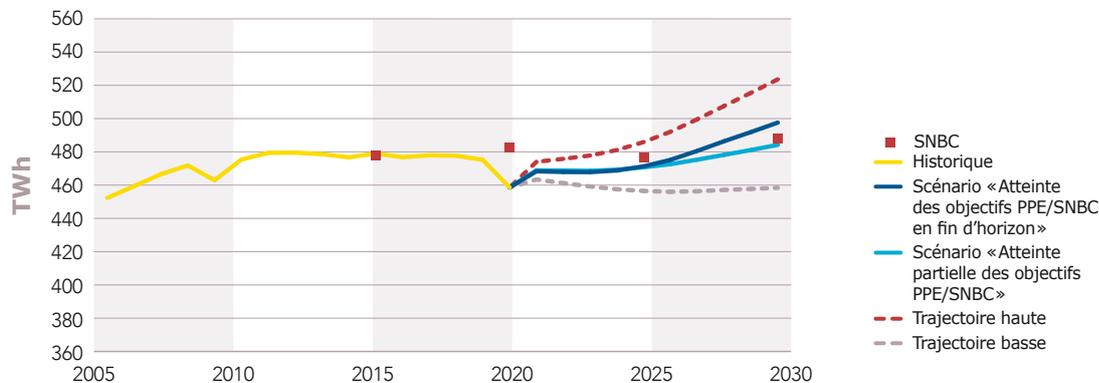
La trajectoire du scénario «atteinte des objectifs» prévoit une augmentation modérée de la consommation d'électricité, sous l'effet des nouveaux usages de l'électricité. Les principaux facteurs de cette progression de la consommation sont la production d'hydrogène décarbonée et l'augmentation du parc de véhicules électriques (*cf. infra.*). Dans le scénario de référence, la consommation due au chauffage est supposée stable, les mesures de rénovation et le développement de solutions efficaces (pompes à chaleur) compensant un recours accru à l'électricité²⁰. La consommation intérieure atteindrait alors près de 500 TWh en 2030 (+6% par rapport à 2019).

La trajectoire du scénario «atteinte partielle des objectifs» conduit quant à elle à une très légère hausse de la consommation intérieure par rapport aux niveaux d'avant la crise sanitaire (484 TWh en 2030, contre 475 TWh en 2019).

19. Le scénario «avec mesures supplémentaires» (AMS) de la Stratégie nationale bas-carbone constitue un scénario de référence permettant d'expliquer quelles mesures de politiques publiques, en supplément de celles existant aujourd'hui, peuvent être mises en place afin que la France respecte ses objectifs climatiques et énergétiques. Il dessine une trajectoire possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

20. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/SYNTHES%CC%80SE%20Rapport%20chauffage_RTE_Ademe_16dec_0.pdf

Figure 12 Trajectoires d'évolution de la consommation



5% de la consommation d'électricité consacrée à la production d'hydrogène décarboné à l'horizon 2030

La France a publié à l'automne dernier sa « stratégie hydrogène » pour le développement de la filière à l'horizon 2030.

Un des principaux objectifs sur l'horizon 2020-2030 est de décarboner la production de l'hydrogène utilisé dans l'industrie, en remplaçant une partie de la production actuelle d'hydrogène émettrice de CO₂²¹ par de l'hydrogène produit par électrolyse. L'ambition est de disposer d'une capacité installée de 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030, dont le fonctionnement générera une consommation électrique de l'ordre de 25 TWh.

L'atteinte de cet objectif conserve néanmoins une part d'incertitude, notamment de par la concurrence de la production d'hydrogène par vaporeformage dont les coûts resteront significativement plus bas que ceux de la production d'hydrogène par électrolyse²². Des hypothèses de déploiement des électrolyseurs sensiblement plus basses sont ainsi retenues pour les autres trajectoires

de consommation, notamment pour le scénario d'« atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC » avec une consommation électrique de l'ordre 10 TWh à l'horizon 2030.

Différents modes de fonctionnement des électrolyseurs, correspondant à différents modèles d'affaires pourraient coexister : « en bande », sur les périodes où le système dispose d'excédents de production bas carbone (renouvelable ou nucléaire), ou en autoconsommation de production d'origine renouvelable. Ces modes de fonctionnement se différencient sur l'amortissement des investissements dans les unités d'électrolyse, les coûts d'approvisionnement en électricité mais aussi les émissions induites pour le système électrique. À ce stade très préliminaire du développement de l'hydrogène par électrolyse, RTE retient une hypothèse de coexistence de ces trois différents modes de fonctionnement à l'horizon 2030.

Quels que soient les modes de fonctionnement, exploiter les électrolyseurs lors des rares moments de tension sur le système conduirait à des coûts de production importants (du fait des prix de l'électricité pendant ces périodes de tension) et n'apparaît

21. L'hydrogène produit par vaporeformage de méthane (émetteur de CO₂), représente aujourd'hui environ 40% de l'hydrogène utilisé en France pour le secteur industriel.

22. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

pas refléter l'intérêt économique des exploitants de capacités d'électrolyse. Compte-tenu de la flexibilité des électrolyseurs et des modèles d'affaires de la production, ceux-ci sont considérés comme ne fonctionnant pas durant ces périodes de tension. Dès lors, la production d'hydrogène n'est pas de nature à fragiliser la sécurité d'approvisionnement.

L'utilisation du stockage saisonnier de l'hydrogène pour produire de l'électricité lors de périodes de faible production renouvelable est souvent évoquée. À l'horizon 2030, les conditions techniques et économiques ne sont pas remplies et les prochaines années doivent plutôt servir à développer des démonstrateurs sur les différents maillons de la chaîne.

De l'ordre de 20% du parc automobile électrique à l'horizon 2030

Depuis 2019, et même si la crise sanitaire a très fortement touché le secteur automobile, une très nette progression a été constatée dans les ventes de véhicules électriques, et les parts de marché se sont significativement accrues (en 2020, elles ont représenté plus de 11% du marché).

Aussi, bien que le parc de véhicules électriques reste aujourd'hui marginal en France (de l'ordre de 400 000 véhicules légers), les constructeurs et les pouvoirs publics français prévoient un développement soutenu de la mobilité électrique dès les prochaines années. La PPE fixe comme objectif un parc de 4,8 millions de véhicules électriques (y compris 1,8 millions de véhicules hybrides rechargeables) en 2028.

L'hypothèse retenue à l'horizon 2030 est un parc de près de 7,1 millions de véhicules électriques (soit de l'ordre de 20% du parc de véhicules légers), pour une consommation de l'ordre de 17 TWh, en cohérence avec le scénario «*Crescendo*» du rapport sur les enjeux du

développement de la mobilité électrique publié par RTE en mai 2019²³. La part du parc de mobilité lourde électrique reste plus faible en 2030, avec respectivement des parts de 2% et 12% pour les camions et bus, pour une consommation de plus de 2 TWh. *In fine*, la consommation associée à la mobilité électrique atteindra près de 19 TWh.

Afin de rendre compte d'une part d'incertitude, des hypothèses de développement de la filière plus basses sont ainsi retenues pour les autres trajectoires de consommation, notamment pour le scénario d'«*atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC*» avec 5,4 millions de véhicules à l'horizon 2030.

La recharge des véhicules électriques devrait être en partie pilotée ou placée sur les heures creuses de consommation, limitant ainsi l'effet sur les pointes de consommation quotidiennes (essentiellement en soirée), à l'instar des mécanismes mis en place pour l'eau chaude sanitaire (aujourd'hui plus de 75% de la consommation liée à la production d'eau chaude sanitaire s'effectue lors des heures creuses, méridiennes ou nocturnes).

La part des recharges de véhicules pilotées, aujourd'hui supérieure à 25%, devrait progresser sous l'effet d'une part des mesures incitatives mises en œuvre par les pouvoirs publics, et d'autre part des offres des fournisseurs. L'hypothèse retenue à 2030 est cohérente avec celle du scénario «*Crescendo*» : environ 50% des véhicules piloteraient leur recharge avec (i) des recharges pilotées de façon «*statiques*» (i.e. utilisateurs déclenchant leur recharge de façon identique toutes les semaines), (ii) des recharges pilotées de façon dynamique (i.e. utilisateurs dont la recharge est adaptée dynamiquement aux besoins du système électrique via les prix de marché) et (iii) des recharges bidirectionnelles, pilotées dynamiquement (*vehicle-to-grid*) mais pour une partie très limitée du parc (2%).

23. Le rapport avait été produit par un groupe de travail copiloté par l'AVERE-France et RTE : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/electromobilitee_synthese.pdf (rte-france.com)

Une électrification accrue dans le secteur du bâtiment

Pour diminuer l'impact environnemental du secteur du bâtiment (responsable de 28% des émissions de CO₂ de la France), la SNBC et les réglementations associées agissent sur deux principaux leviers : l'efficacité énergétique et les solutions bas-carbone (dont l'électricité). Le «décret tertiaire»²⁴ définit ainsi des obligations de diminution de consommation énergétique pour une partie des bâtiments à usage tertiaire existants. Les annonces de la prochaine réglementation environnementale (RE2020) renforceront les exigences relatives à l'efficacité thermique et aux limitations des émissions de CO₂ des bâtiments neufs, ce qui devrait se traduire par une augmentation de la part de l'électricité dans les systèmes de chauffage.

La part de logements chauffés à l'électricité pourrait ainsi s'approcher de 50% en 2030 (contre de l'ordre de 40% aujourd'hui).

L'hypothèse retenue pour l'usage de l'électricité pour le chauffage de ces nouvelles surfaces dans les secteurs résidentiel et tertiaire est une consommation d'environ 10 TWh à l'horizon 2030. Dans le scénario d'atteinte des objectifs PPE/SNBC, cette hausse sera toutefois compensée par la baisse de consommation obtenue grâce aux mesures énergétiques (rénovations, transferts de chauffage par effet Joule vers des pompes à chaleur) sur le parc déjà chauffé à l'électricité, ce qui permettra in fine de maintenir la consommation du chauffage à son niveau actuel (de l'ordre de 60 TWh, soit 12% de la consommation nationale). Les analyses de sensibilité menées dans le cadre du «rapport chauffage»²⁵ réalisé avec l'Ademe montrent une robustesse de ce résultat, avec une consommation du chauffage à l'horizon 2030 dans une fourchette resserrée, comprise entre 57 TWh et 70 TWh.

Au-delà d'un recours accru à l'électricité pour le chauffage, des transferts d'usages vers l'électricité sont attendus pour l'eau chaude sanitaire et la cuisson dans les secteurs résidentiels et tertiaires.

Les enjeux sont de l'ordre de 6 TWh de consommation supplémentaire.

Une électrification progressive des procédés et de la production de chaleur dans l'industrie

La SNBC table sur plusieurs leviers pour décarboner l'industrie : le développement d'une économie circulaire et plus sobre en matériaux, le renforcement de l'efficacité énergétique des procédés industriels, et enfin le recours de façon accrue à des sources d'énergie complètement décarbonées.

À ce titre, l'électrification des procédés et de la production de chaleur constitue un levier important.

À l'horizon 2030, l'hypothèse retenue est celle d'une substitution de procédés et de chaudières consommant 7 TWh de combustibles fossiles par des techniques électriques (techniques résistives, pompes à chaleur industrielles, chaudières électriques...) représentant une nouvelle consommation de 5,2 TWh pour le secteur électrique.

Par ailleurs, conformément aux orientations de la SNBC, l'hypothèse est faite d'une hausse du taux de recyclage dans l'industrie. En particulier, l'accroissement du taux d'incorporation de ferrailles dans la production sidérurgique de 40% aujourd'hui à 53% en 2030 se traduirait par une hausse de la consommation d'électricité de 1,2 TWh, la production d'acier secondaire étant essentiellement à base de procédé électrique.

Au total, l'électrification de certains procédés du secteur de l'industrie devrait générer près de 6,4 TWh de consommation supplémentaire. Cet effet haussier ainsi que celui de la croissance de l'activité économique devraient toutefois être contrebalancés par l'amélioration de l'efficacité énergétique, avec en corollaire une consommation industrielle d'électricité sensiblement équivalente en 2030 à celle de 2019.

24. https://www.legifrance.gouv.fr/jo_pdf.do?id=JORFTEXT000038812251

25. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/SYNTHES%CC%80SE%20Rapport%20chauffage_RTE_Ademe_16dec_0.pdf

Une amélioration de l'efficacité énergétique qui contrebalance en partie les effets haussiers

Les effets haussiers sur la consommation électrique de la croissance de l'activité économique et de l'électrification des usages devraient toutefois être partiellement contrebalancés par l'effet baissier de l'amélioration de l'efficacité énergétique, qui constitue également un axe important des politiques publiques.

En effet, les gains d'efficacité énergétique, via des réglementations (règlements d'écoconception des matériels, réglementations thermiques...), les actions de rénovation des bâtiments et l'amélioration continue de la performance des équipements (technologie LED pour l'éclairage, procédés thermodynamiques pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et le lavage, etc.), devraient s'élever à plus de 70 TWh en 2030, dont plus de 80% dans le secteur du bâtiment où se concentrent les plus forts gisements.

Les principaux gains portent sur les usages thermiques du bâtiment (chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation-ventilation, pour près de 20 TWh), l'éclairage (plus de 14 TWh) et le froid (6,5 TWh). Dans le secteur industriel, 12 TWh d'effet de l'efficacité énergétique sont escomptés d'ici à 2030.

Les gains d'efficacité sur l'éclairage notamment sont d'autant plus importants qu'ils devraient réduire de 60% la contribution de l'éclairage à la

pointe hivernale de 19h. La généralisation de la technologie LED, qui sous-tend cette évolution, devrait être quasiment achevée dès 2025 dans le secteur résidentiel, et vers 2030 dans le secteur tertiaire.

Un doublement de la capacité d'effacement de consommation à l'horizon 2030

Les effacements de consommation constituent un moyen technique particulièrement adapté au traitement de la pointe de consommation. Par ailleurs, un des objectifs poursuivis par les pouvoirs publics est le «verdissement» des effacements bénéficiant du soutien public. Depuis l'appel d'offres effacement 2020, les baisses de soutirage du fait du démarrage de diesels sur les sites industriels ne sont plus éligibles au soutien public.

À l'horizon 2030, la PPE fixe un objectif de quasi doublement de la capacité d'effacements : ce sont 6,5 GW de capacité qui devraient faire partie du mix énergétique.

L'atteinte de cet objectif nécessite toutefois un rythme de développement élevé pour la filière, au-dessus de la tendance observée ces dernières années. Pour illustrer l'incertitude autour du développement de la filière, une trajectoire plus mesurée est intégrée dans le scénario «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC» et considère un maintien de la capacité à l'objectif intermédiaire de la PPE à 2023 (4,5 GW).

Figure 13 Principales caractéristiques des trajectoires de consommation du Bilan prévisionnel 2021

		2019	2030			
			Scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC »	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Consommation 	Consommation (en TWh)	475	498	484	458	524
	Cadrage socioéconomique 	PIB (TCAM 2021-2030)	+1,5%	+1,4%	+1,4%	+0,9%
Efficacité énergétique 	Population (France métropolitaine)	64,8 millions	67,2 millions	67,2 millions	67,2 millions	67,2 millions
	Rénovations dans le résidentiel (moyenne sur dix ans)	400000 par an	660000 par an	460000 par an	410000 par an	460000 par an
	Gains d'une rénovation dans le résidentiel (moyenne sur dix ans)	30%	50%	45%	40%	45%
	Pompes à chaleur dans les logements existants (moyenne sur dix ans)	+40000 par an	+160000 par an	+80000 par an	+45000 par an	+80000 par an
	Rénovations dans le tertiaire (moyenne sur dix ans)	1,5% du parc par an	3,0% du parc par an	2,3% du parc par an	1,5% du parc par an	2,3% du parc par an
Nouveaux usages et électrification 	Gains d'une rénovation dans le tertiaire (moyenne sur dix ans)	15%	35%	25%	20%	25%
	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel (moyenne sur dix ans)	50000 par an	130000 par an	90000 par an	50000 par an	130000 par an
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire (moyenne sur dix ans)	2,5 Mm ² par an	7,4 Mm ² par an	5,2 Mm ² par an	3,1 Mm ² par an	7,4 Mm ² par an
	Nombre de véhicules (y compris véhicules hybrides rechargeables)	0,3 millions	7,1 millions	5,4 millions	5,4 millions	7,1 millions
	Consommation électrique pour la production d'hydrogène	-	25 TWh	10 TWh	5 TWh	25 TWh
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 sur l'ECS et la cuisson	-	6,2 TWh	3,9 TWh	2,5 TWh	6,2 TWh
Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	6,4 TWh	4,4 TWh	2,0 TWh	6,7 TWh	

3.2 Une puissance de pointe de consommation qui se transforme

L'indicateur historique de pointe à « 1 chance sur 10 » n'est plus adapté à l'évolution des caractéristiques de la consommation et doit intégrer l'apport des flexibilités

L'indicateur de « pointe (annuelle de consommation) à une chance sur dix » constitue un élément attendu du débat public pour mesurer l'effet des nouveaux usages et des mesures d'efficacité énergétique sur le système électrique.

L'indicateur présenté jusqu'ici dans les précédentes éditions du Bilan prévisionnel n'est toutefois plus adapté aux caractéristiques de l'évolution de la consommation. Cet indicateur représentait la consommation *avant* la potentielle activation des leviers de flexibilité pour des besoins ponctuels du système. Si l'effet sur la courbe de charge du pilotage du profil de consommation de certains usages (comme l'eau chaude sanitaire) était pris en compte, l'effet du pilotage ponctuel répondant à des besoins liés à la tension du système (effacements tarifaires à pointe mobile, capacités d'effacement explicites sur les marchés) sur la baisse de consommation n'était pas intégré.

À l'horizon 2030, les flexibilités de la demande (effacements de consommation, pilotage de la recharge des véhicules électriques, utilisation d'électrolyseurs flexibles...) devraient croître de manière très importante. Ne pas prendre en compte ces flexibilités dans l'estimation d'une pointe de consommation conduirait à présenter comme possibles des valeurs de consommations qui ne seront jamais observées en pratique. Dès lors, un nouvel indicateur est nécessaire.

Un premier indicateur est proposé pour mieux restituer l'impact croissant de ces flexibilités sur les pointes de consommations.

Cet indicateur de « pointe à une chance sur dix de la consommation non flexible » correspond ainsi au niveau de consommation qui a une chance sur dix d'être dépassée au moins une fois au cours de l'hiver, après activation des flexibilités.

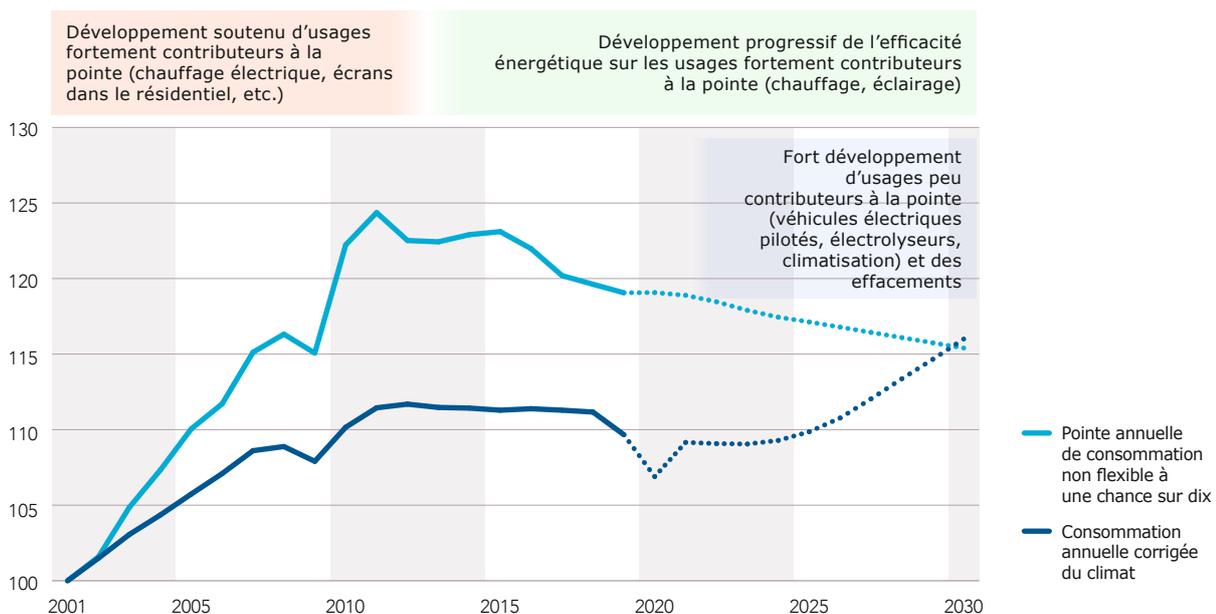
À l'horizon 2030, cette « pointe annuelle à une chance sur dix de consommation non flexible » est susceptible de se réduire de près de 3 GW par rapport à aujourd'hui dans le cas où l'ensemble des objectifs de la PPE et de la SNBC seraient atteints. Cette baisse serait de l'ordre d'1,5 GW dans le scénario d'atteinte partielle de ces objectifs.

Un possible « découplage » de la croissance énergie/pointe

La baisse de la pointe de consommation non flexible, sous les effets conjugués du développement important de la flexibilité de la demande et du développement progressif de l'efficacité énergétique sur les usages fortement contributeurs à la pointe (chauffage, éclairage) et du développement important de la flexibilité de la demande, est à mettre en regard de la croissance de la consommation envisagée pour les prochaines années.

L'analyse permet en effet d'identifier que dans le scénario d'atteinte des objectifs de la PPE/SNBC et – dans une moindre mesure – dans celui d'atteinte partielle de ces objectifs, l'évolution de la consommation en énergie et celle de la pointe de consommation non flexible pourraient être découplées. Ainsi, contrairement à ce qui avait été observé avant les années 2010, la pointe de consommation, une fois les possibilités de pilotage prises en compte, devrait baisser tandis que la consommation augmente.

Figure 14 Évolution comparée de la consommation en énergie et de la pointe de consommation non-flexible (i.e. consommation après activation des leviers de pilotage des usages), dans le scénario d'atteinte des objectifs publics (base 100 en 2001)



Un nouvel indicateur pour les mix à forte proportion d'énergies renouvelables

Le développement massif des productions renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) redessine aussi les enjeux sur la sécurité d'approvisionnement pour le système électrique. Les périodes de

tension seront de moins en moins concentrées sur les périodes de pointe de consommation mais plutôt sur les périodes où c'est la consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation diminuée des productions renouvelables fatales, qui est importante.

Des pointes de consommation lors de pics de production photovoltaïque et/ou éolien ne constituent

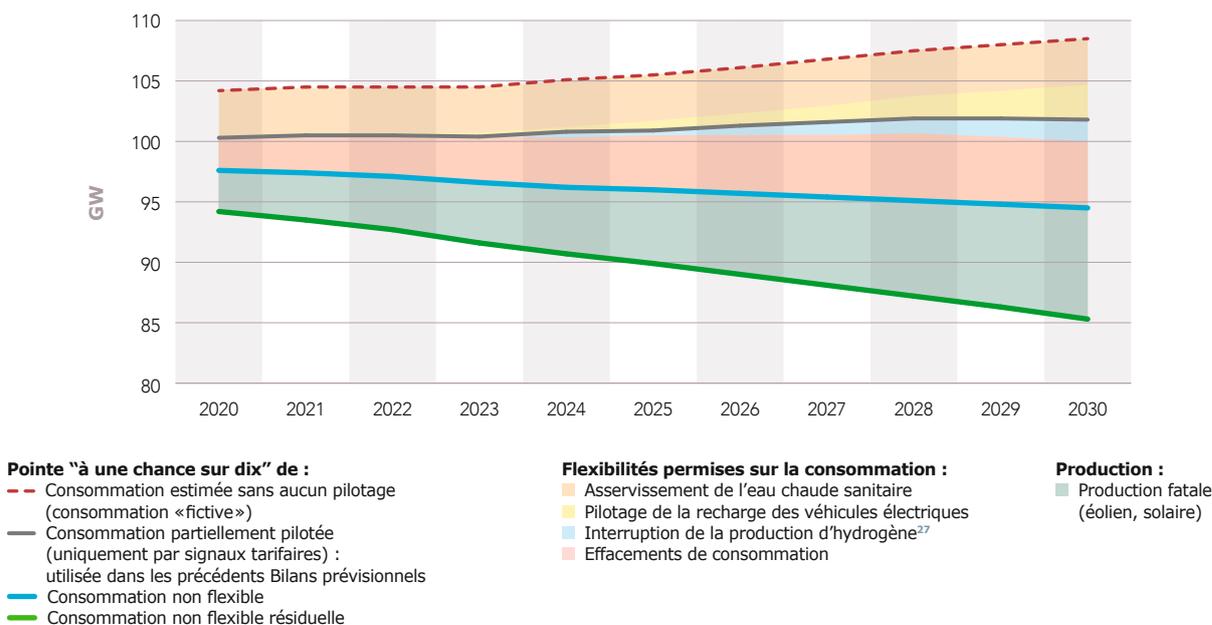
pas des situations de tension pour le système et peuvent même être souhaitables afin de limiter les volumes d'excédents de production qui seraient «perdus».

Dans un contexte de mix de production intégrant une forte proportion d'énergies renouvelables, tels que ceux qui seront étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2050, l'indicateur de «pointe à une chance sur dix de consommation non flexible» sera ainsi davantage dimensionnant s'il s'applique à la

consommation résiduelle, i.e. la consommation diminuée de la production photovoltaïque et éolienne.

À l'horizon 2030, cette «pointe annuelle à une chance sur dix de consommation non flexible résiduelle» se réduirait alors de près de 9 GW par rapport à aujourd'hui dans le cas où l'ensemble des objectifs de la PPE et de la SNBC atteints, pour s'approcher de 85 GW. Cette baisse serait de l'ordre de 6 GW dans le scénario d'atteinte partielle de ces objectifs.

Figure 15 Trajectoire de «pointe annuelle de consommation à une chance sur dix» dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»²⁶



26. L'historique et les prévisions de pointes de consommation présentés en figure 15 sont estimés en intégrant les effets du changement climatique. Un nouveau référentiel météorologique, représentant le climat de l'horizon ici étudié, a ainsi été intégré dans ce Bilan prévisionnel. Il a notamment fait l'objet de concertations dans le cadre de l'élaboration du prochain Bilan prévisionnel de long terme, et fait apparaître un réchauffement tendanciel des températures, mais aussi la survenue plus fréquente d'événements de grand froid.

27. La consommation effaçable liée à la production d'hydrogène présentée en figure 15 représente la part des électrolyseurs s'effaçant spécifiquement lors des épisodes de tension du système (à des prix élevés de l'électricité). Les autres modes de production d'hydrogène, non représentés sur cette figure, sont considérés comme effacés sensiblement avant l'apparition de pointes de consommation.

3.3 Une production d'électricité sur le territoire national plus abondante et plus diversifiée qu'aujourd'hui

Les énergies renouvelables se développent et le socle de moyens de production nucléaires et thermiques reste conséquent

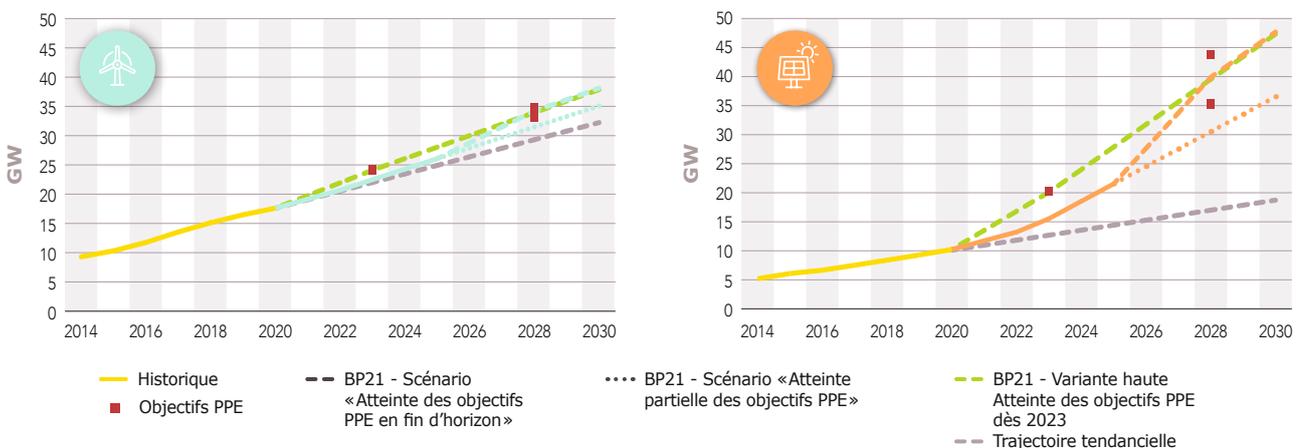
Pour réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité française, la PPE a fixé une trajectoire de fermeture de 14 réacteurs d'ici 2035, dont les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim désormais à l'arrêt, et précise que deux réacteurs seront fermés en 2027/2028. Elle n'indique en revanche aucun calendrier précis pour les années suivantes. En cohérence avec le dossier de presse de la SNBC de novembre 2018²⁸ et dans une logique de lissage de la trajectoire de déclassement, le Bilan prévisionnel retient la fermeture de quatre réacteurs au total d'ici à 2030, réduisant la capacité installée du parc à 59,4 GW à cet horizon.

Cette puissance installée restera sensiblement supérieure à la puissance disponible ces derniers hivers. Le maintien d'une production nucléaire au niveau actuel dépend avant tout du pilotage du parc à cette échéance.

Dans le scénario de référence, l'hypothèse retenue est un parc thermique de 12 GW, pratiquement stable sur l'horizon 2025-2030, avec néanmoins la fermeture des turbines à combustion les plus anciennes (400 MW), et une contraction du parc de cogénérations au gaz qui sortent progressivement d'obligation d'achat (1 GW). Les incertitudes qui portent sur la viabilité économique des différentes filières thermiques pourraient néanmoins accroître la réduction de ce parc.

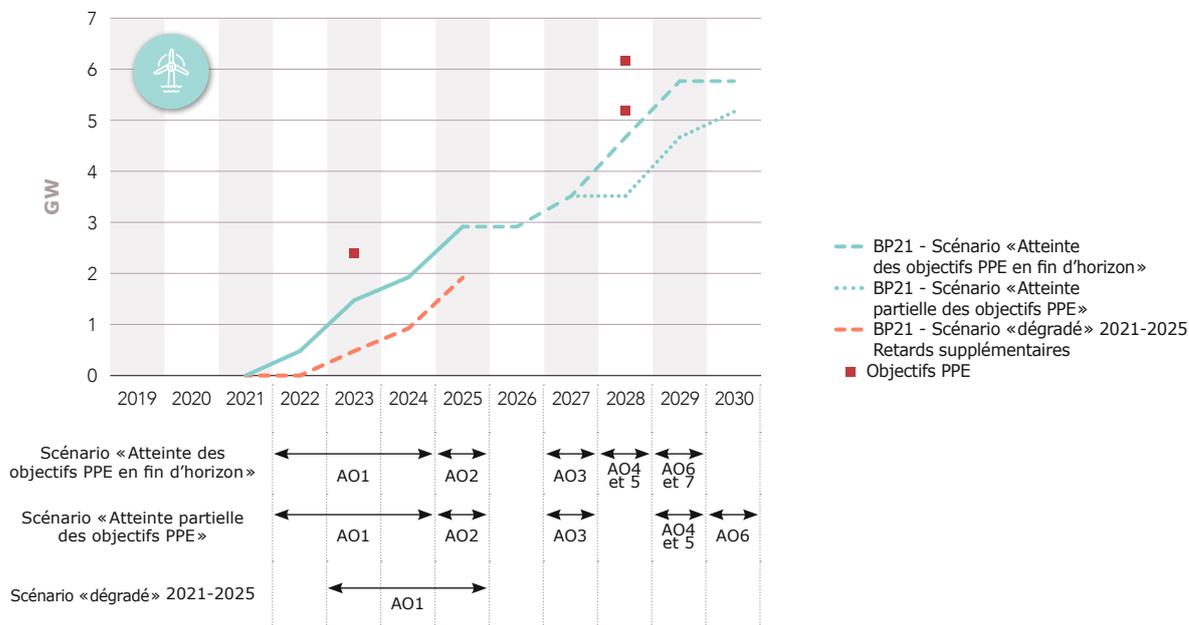
Dans le même temps, des trajectoires très ambitieuses de développement des énergies renouvelables sont fixées dans la PPE, avec un

Figure 16 Trajectoires d'évolution des filières éolienne terrestre et solaire



28. <https://www.ecologie.gouv.fr/dossier-presse-strategie-francaise-lenergie-et-climat>

Figure 17 Trajectoire d'évolution de la filière éolienne en mer (hors fermes pilotes)



quadruplement de la capacité photovoltaïque (48 GW à l'horizon 2030, via en majorité de grands parcs au sol), un doublement de la capacité installée actuelle de la filière éolienne terrestre (38 GW), et près de 6 GW de parcs éoliens en mer (qui implique la mise en service de tous les parcs des AO1 et 2, mais également des AO3-Dunkerque, 4-Normandie, 5-Bretagne sud, 6-Méditerranée et 7-Oléron).

L'atteinte des cibles affichées dans la PPE nécessitera une inflexion forte dans le développement de ces filières, que l'on n'observe pas encore aujourd'hui, notamment pour la filière photovoltaïque. Le rythme observé ces dernières années conduirait en effet à des volumes très en deçà de ceux annoncés dans la PPE : 13 GW en 2023 (contre 20,1 GW dans la PPE) et à 17 GW en 2028 (contre 35,1 GW dans le scénario bas de la PPE).

Des trajectoires de développement plus mesurées sont intégrées dans le scénario « atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC », basées notamment sur une capacité installée de 37 GW pour le

photovoltaïque en 2030, de 35 GW pour l'éolien terrestre et de 5,2 GW pour le parc offshore à ce même horizon. Cette trajectoire est construite en prolongeant à l'horizon 2030 les rythmes de développement des énergies renouvelables retenus pour la période 2023-2025, sans la forte inflexion indispensable à l'atteinte des objectifs de la PPE.

L'évolution du mix électrique conduit la part du nucléaire dans la production à atteindre environ 60%

Ces trajectoires conduisent nécessairement à modifier le paysage parc de production qui sera plus diversifié et produira davantage. La production issue des énergies renouvelables devrait ainsi augmenter significativement pour atteindre près de 230 TWh à l'horizon 2030 dans le scénario d'atteinte des objectifs de la PPE et 200 TWh dans le scénario d'atteinte partielle (contre moins de 130 TWh en 2019). La part de ces énergies dans la production totale d'électricité devrait ainsi s'établir entre 35 et 40 % à cet horizon.

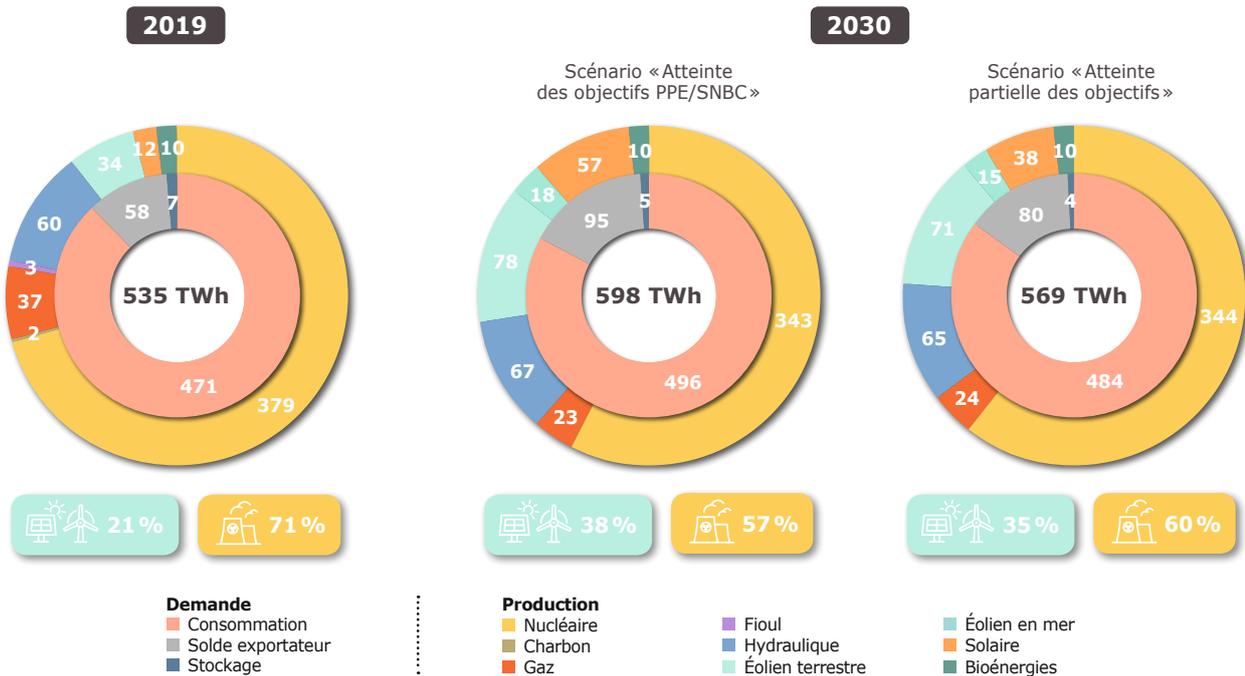
Grâce à des coûts de combustibles plus bas que ceux des moyens thermiques fossiles dans le reste de l'Europe, la production nucléaire en France restera compétitive sur les marchés européens de l'électricité. Par ailleurs, les épisodes de modulation de production du parc ne devraient pas augmenter notablement d'ici 2030, d'une part grâce à l'augmentation de la consommation et de sa flexibilité, qui permet de placer davantage de consommation lors des périodes d'excédents de production nucléaire (recharge des véhicules électriques, électrolyse, etc.), et d'autre part grâce au développement des interconnexions.

Une perspective baissière sur la part de la production d'origine nucléaire est toutefois prévue

pour les prochaines années. Elle devrait s'établir en-dessous de 60% de la production française en 2030 (contre 71% en 2019), sous l'effet de la baisse de la capacité et de la disponibilité tendanciellement à la baisse du parc, conjugué au développement des énergies renouvelables.

La production thermique se contracte quant à elle significativement à l'horizon 2030, et passe ainsi de 37 TWh en 2019 à moins de 25 TWh en 2030. À cet horizon, la production thermique représentera moins de 5% du mix électrique. Ces moyens thermiques pilotables deviendront essentiellement des moyens de back-up utiles pour compenser la variabilité de la production éolienne.

Figure 18 Évolution des bilans énergétiques en France (en TWh)

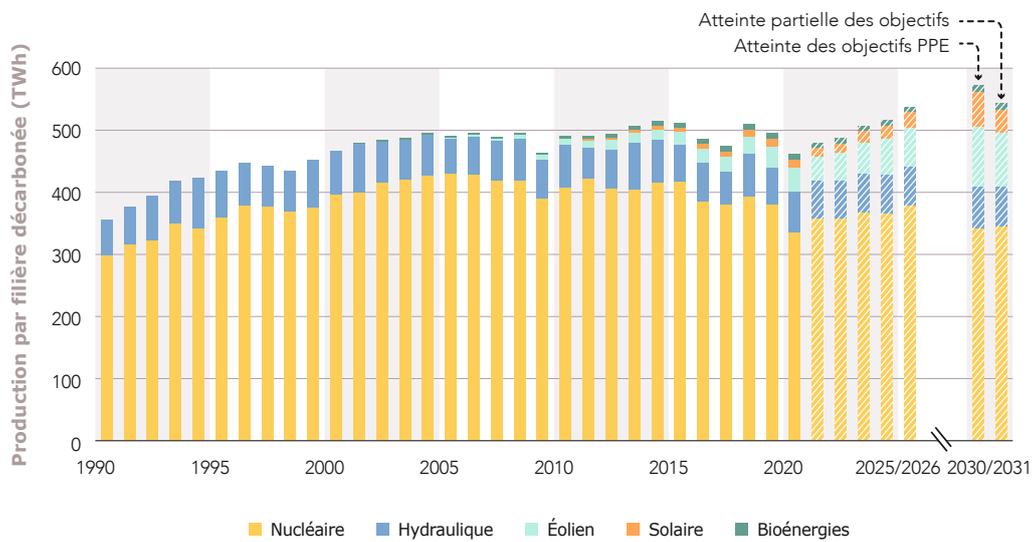


Une production d'électricité décarbonée en hausse

Les objectifs de la PPE entraînent une hausse conséquente de la production décarbonée, de 48 à 77 TWh par rapport à 2019.

La part de la production décarbonée dans le mix devrait ainsi continuer à augmenter, dépassant 95 % en 2030, y compris dans le scénario où les objectifs de la PPE ne seraient pas pleinement atteints.

Figure 19 Évolution de la production décarbonée en France



3.4 Un système électrique encore plus intégré à l'échelle européenne

Les capacités d'interconnexions progressent significativement à l'horizon 2030

De nombreux projets de nouvelles interconnexions sont annoncés entre la France et les pays voisins, et plus généralement au sein du système électrique européen. À l'horizon 2030, des augmentations de capacités d'import sont attendues avec l'Espagne, la Grande-Bretagne, la Belgique et l'Allemagne. Une interconnexion sera aussi mise en œuvre pour la première fois entre la France et l'Irlande.

Les nouvelles liaisons prises en compte dans ce Bilan prévisionnel correspondent aux projets listés dans le Schéma décennal de développement de réseau (SDDR) publié par RTE en septembre 2019 et présentés dans le « paquet 1 » ainsi que les projets du « paquet 2 » dont le niveau de maturité fait apparaître une mise en service probable avant 2030.

Ce sont ainsi près de 10 GW de capacité d'import supplémentaire qui devraient apparaître entre 2020 et 2030. La mise en service de ces nouvelles interconnexions permettra un accroissement des capacités d'imports lors des périodes de tension en France.

Un mix électrique européen en pleine transition

Les objectifs de décarbonation du système électrique des différents pays de l'Union européenne sont aujourd'hui déclinés dans les plans nationaux énergie-climat (NECP)²⁹.

Depuis le début de la précédente décennie, la demande électrique de l'ouest de l'Europe est stable

voire se contracte dans plusieurs pays comme l'Allemagne et le Royaume-Uni, en partie du fait des mesures d'efficacité énergétique. À l'horizon 2030, les perspectives affichées sont orientées à la hausse sous l'effet des transferts d'usages vers l'électricité (véhicules électriques, production d'hydrogène par électrolyse et installation de pompes à chaleur électriques pour le chauffage), mais est modérée par la poursuite du développement de l'efficacité énergétique. La consommation d'électricité du périmètre étudié³⁰ devrait ainsi progresser de près de 7% d'ici 2030.

Plus spécifiquement en Allemagne, Belgique, Royaume-Uni, Espagne et Italie, la mise en œuvre des plans nationaux des différents pays s'articule autour :

- ▶ de la fermeture massive de groupes charbon à court terme (35 GW entre 2020 et 2030) et dans quelques états par la sortie du nucléaire (21 GW fermés d'ici 2030, compensés en partie par deux nouveaux réacteurs en Grande-Bretagne) ;
- ▶ de l'accroissement des moyens de production au gaz (23 GW d'ici 2030, dont 15 GW de CCG ou TAC) ;
- ▶ du développement soutenu des énergies renouvelables (près de 220 GW supplémentaires entre 2020 et 2030).

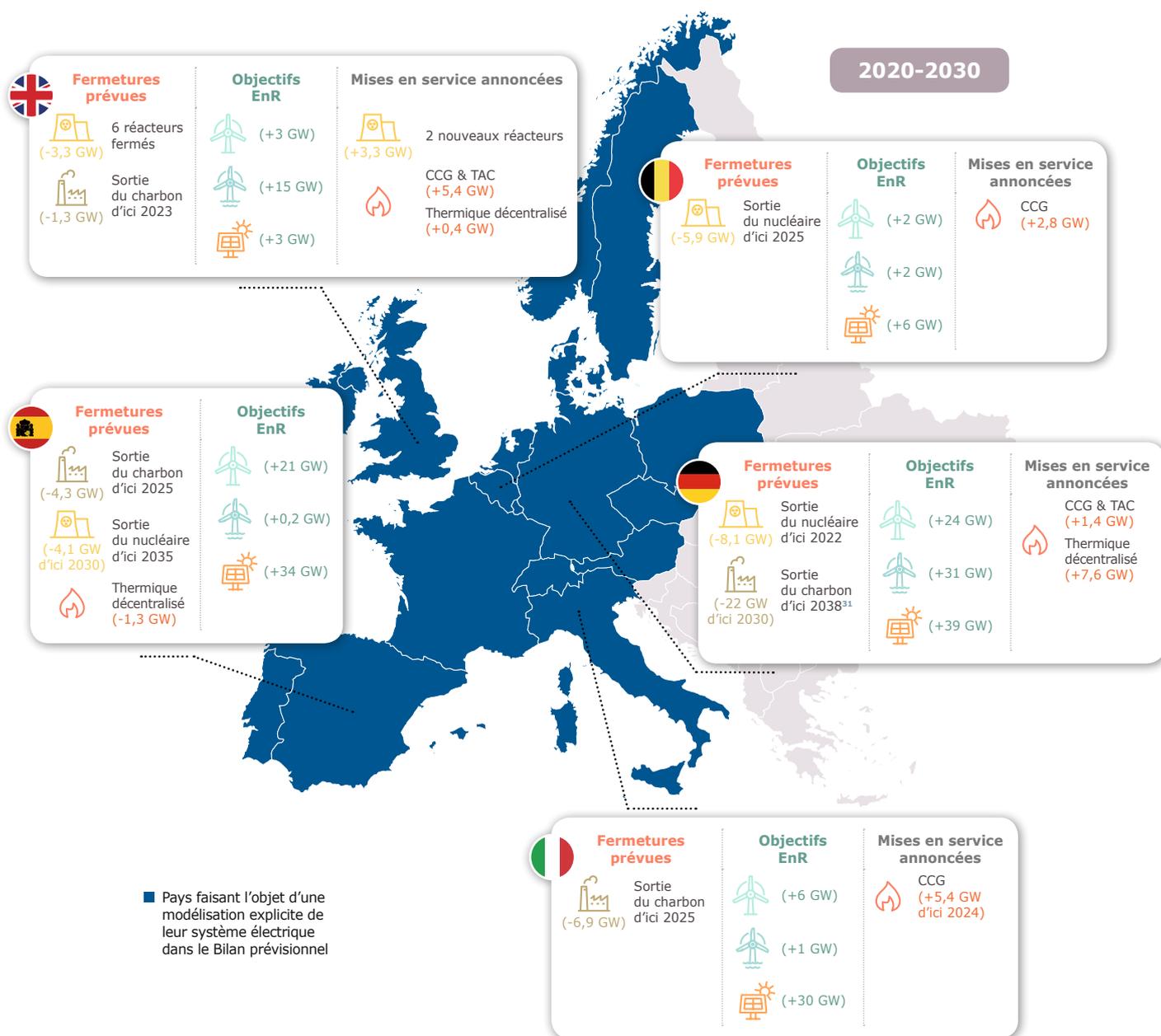
La transformation du mix électrique annoncée en Europe à cet horizon est donc considérable.

Les trajectoires précises pour chacun des pays doivent cependant être considérées avec prudence dans les analyses, du fait de l'horizon considéré (à cet horizon une bonne partie des projets ne sont pas financièrement sécurisés), et au regard du nombre de projets annoncés.

²⁹. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_fr

³⁰. Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Grande-Bretagne, Irlande, Irlande du nord, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Suède, Suisse

Figure 20 Principaux objectifs de déclassement et de mises en service sur les parcs thermiques, et de développement des énergies renouvelables dans les pays voisins entre 2020 et 2030



31. Une partie des centrales au charbon en Allemagne pourrait être maintenue dans le cadre des réserves stratégiques.

Par ailleurs les NECP ont été élaborées avant les débats relatifs au rehaussement de l'objectif européen de décarbonation à hauteur de -55%. La prise en compte par les états de ce nouvel objectif pourra conduire à amender une partie de ces trajectoires.

Un système électrique toujours largement exportateur, mais des échanges encore plus volatils

Le système électrique français largement exportateur aujourd'hui devrait le rester fortement, et même accroître son niveau d'export d'ici 2030 (entre 80 et 95 TWh en 2030 selon le scénario considéré, contre 60 TWh en 2019).

La progression du solde exportateur résulte de plusieurs effets :

- ▶ en premier lieu, le développement de la production renouvelable, associé au maintien d'une grande partie de la capacité nucléaire en France, accroît la quantité d'énergie compétitive disponible en France ;
- ▶ dans le même temps, la fermeture de réacteurs nucléaires en Europe favorise la compétitivité des moyens de production en France ;

- ▶ de même, la fermeture de centrales au charbon est de nature à renforcer l'espace économique des cycles combinés au gaz construits en France majoritairement au cours des 10 à 15 dernières années ;
- ▶ enfin, le développement des interconnexions favorise les échanges.

Cette énergie décarbonée compétitive disponible en France pourrait alternativement servir des politiques plus ambitieuses de décarbonation de secteurs de l'économie française recourant aujourd'hui à des énergies fossiles (voir partie 3.6).

Malgré cette tendance globalement exportatrice, le volume instantané des importations pourra néanmoins croître de manière ponctuelle dans certaines situations d'exploitation, en lien avec l'augmentation des capacités d'échanges transfrontalières. La contribution des interconnexions à la sécurité d'alimentation en France devrait aussi croître de plusieurs gigawatts d'ici à 2030.

Ces situations d'imports ne doivent pas être considérées comme un échec, mais comme une conséquence normale de la mutualisation des capacités et d'optimisation de la gestion de la production au niveau européen.

3.5 Des marges de sécurité d’approvisionnement positives dans les différents scénarios étudiés

À l’horizon 2030, la sécurité d’alimentation se renforce de manière substantielle par rapport à aujourd’hui. Le critère de sécurité d’approvisionnement serait largement respecté, avec des marges confortables.

Ce niveau de marges à l’horizon 2030 reste néanmoins particulièrement incertain :

- ▶ la contribution des pays voisins à la sécurité d’approvisionnement est une question centrale. Les évolutions des mix électriques des pays voisins telles qu’annoncées devraient accroître cette contribution. Les niveaux d’imports maximum envisageables à cet horizon pourraient alors être sensiblement plus élevés que ceux déjà observés par le passé.

Néanmoins ces évolutions reposent sur la mise en service de volumes considérables d’énergies renouvelables et d’un très grand nombre de cycles combinés à gaz. Les incertitudes associées à la réalisation de ces projets doivent conduire à une grande prudence dans la prise en compte de leurs contributions, notamment pour des exercices de sécurité d’approvisionnement.

Ainsi, le niveau de marges est également estimé en limitant les imports maximum lors des périodes de tension à des volumes proches de ceux déjà observés lors des dernières années (par exemple proche de 10 GW³²). Dans cette hypothèse, les marges seraient sensiblement réduites, mais resteraient néanmoins positives.

- ▶ le niveau de marges est adossé à l’atteinte d’un ensemble d’objectifs ambitieux en France. Les inflexions prévues d’une part sur

la consommation (notamment celles liées aux mesures d’efficacité énergétique) et d’autre part sur le développement des énergies renouvelables et des capacités d’effacements peuvent être en-deçà des objectifs publics.

Le diagnostic de marges positives reste néanmoins maintenu dans le scénario d’atteinte partielle des objectifs, y compris sous l’hypothèse d’une limitation de la contribution des pays voisins à 10 GW.

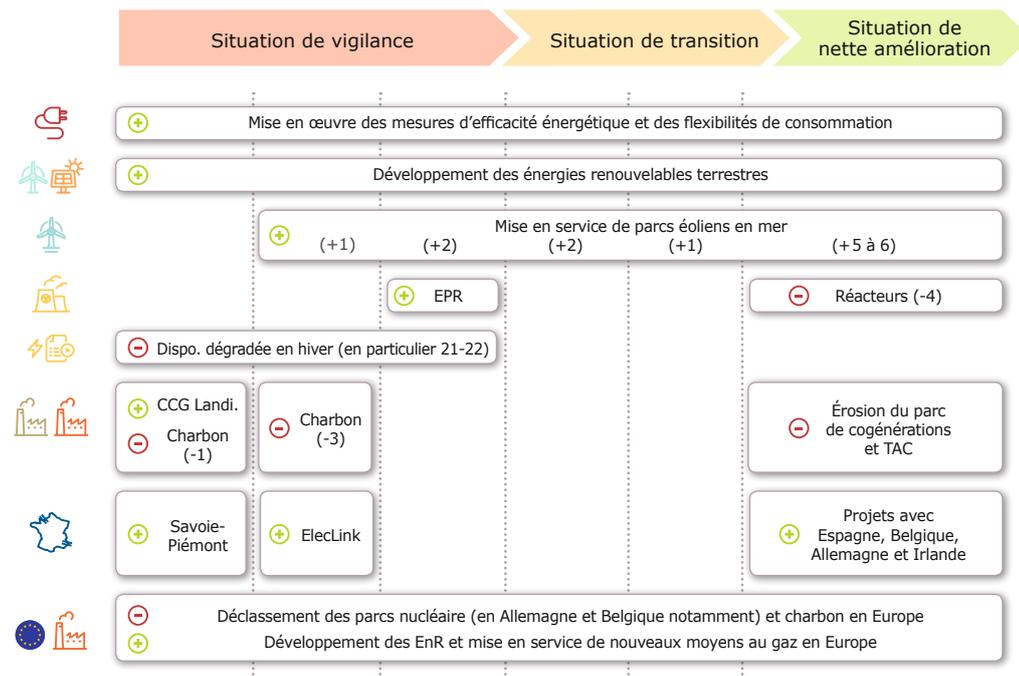
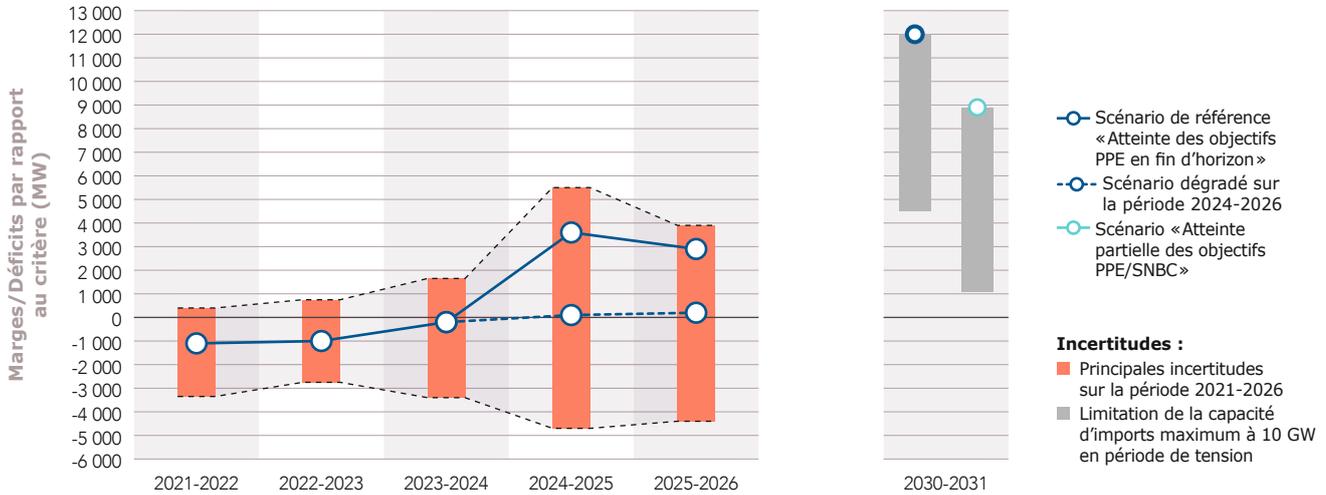
Dans un tel système disposant de fortes marges par rapport au critère public et avec un parc important de production décarbonée à faible coût variable de fonctionnement, la viabilité économique des moyens de production au gaz est fragilisée. Une partie de ces capacités est alors susceptibles de fermer ou d’être mises sous cocon.

Maintenir en service l’ensemble des capacités existantes au gaz constitue une opportunité pour améliorer la sécurité d’approvisionnement à un coût modéré : il s’agit en effet de bénéficier de capacités sur lesquels les investissements ont déjà été réalisés, et non d’investir dans de nouvelles capacités.

Ces marges importantes à l’horizon 2030 devraient par ailleurs rester transitoires. D’ici 2035, la poursuite de la croissance de la consommation et l’objectif de déclasser huit tranches nucléaires supplémentaires ne devraient pas être compensés par le développement des énergies renouvelables (dans l’hypothèse d’une prolongation des trajectoires de la PPE) et le développement des interconnexions.

32. Ce niveau d’importations a déjà été dépassé par le passé, le 2 décembre 2017. Des imports sensiblement proches de 10 GW ont aussi été plusieurs fois observés, par exemple le 28 février 2018 ou encore le 8 décembre 2020.

Figure 21 Évolution des marges sur l'horizon 2021-2030



3.6 Une contribution importante du système électrique à la décarbonation de l'économie française

À l'horizon 2030, la transformation du système électrique s'inscrit dans un contexte de renforcement de la lutte contre le changement climatique. Les discussions législatives et réglementaires en cours à différents niveaux témoignent en effet d'une volonté d'accélérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre :

- ▶ à l'échelle européenne, les États membres de l'Union européenne se sont récemment accordés sur un rehaussement de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, fixé à au moins -55% par rapport aux niveaux de 1990 (contre -40% dans l'objectif précédemment fixé)³³.
- ▶ à l'échelle nationale, le projet de loi «Climat et résilience» reprenant les propositions de la Convention citoyenne pour le climat, et actuellement en discussion au Parlement, vise à apporter de nouvelles mesures pour lutter contre le changement climatique. Celles-ci doivent permettre d'atteindre l'objectif fixé par la LTECV de réduire les émissions de gaz à effet de serre de -40% d'ici 2030 par rapport à 1990 (objectif susceptible d'être revu en conséquence du rehaussement de l'objectif européen).

En marge de ces discussions, plusieurs publications récentes analysant les mesures existantes ou prévues dans le projet de loi «Climat et résilience» montrent la difficulté d'atteindre les ambitions de réduction des émissions à l'horizon 2030 (étude du BCG³⁴, avis du Haut conseil pour le climat³⁵, étude de Carbone 4³⁶). Les études du BCG et de Carbone 4 soulignent ainsi l'effet positif des mesures engagées par le Gouvernement mais également leur caractère probablement insuffisant pour atteindre l'objectif de -40% sur les émissions en 2030. Le

Haut conseil pour le climat, ne se prononce pas sur l'impact global des mesures envisagées, mais recommande pour sa part d'évaluer plus systématiquement la contribution des politiques publiques à l'aune des trajectoires de la Stratégie nationale bas-carbone.

Dans ce contexte, le débat public sur les politiques énergie-climat porte régulièrement sur les mesures supplémentaires à mettre en place pour renforcer la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Parmi les mesures engagées ou envisagées, l'électrification de certains usages est amenée à jouer un rôle important pour l'atteinte des objectifs climatiques. La capacité à produire de l'électricité à partir de sources bas-carbone permet en effet d'envisager des transferts d'usages vers l'électricité pour décarboner un grand nombre d'usages énergétiques, dans le transport, le secteur des bâtiments ou encore l'industrie. Dans tous les scénarios prospectifs visant l'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle mondiale ou européenne, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie doit ainsi augmenter fortement et ce, dès les prochaines années. L'électrification des usages apparaît d'autant plus favorable pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre en France, où le mix électrique s'appuie dès aujourd'hui très largement sur des moyens de production bas-carbone.

Ces transferts d'usage suscitent régulièrement des interrogations sur les volumes d'électricité supplémentaires associés, sur la capacité réelle du système électrique à absorber, sur le bilan carbone global ou encore sur le coût pour la collectivité

33. La déclinaison précise de cet objectif (périmètre, degré prise en compte des émissions négatives, déclinaison par pays...) n'est toutefois pas encore connue et fait l'objet de discussions entre les différentes institutions européennes.

34. BCG, 2021, Evaluation d'impact des mesures prises depuis 2017 sur la réduction des gaz à effet de serre en France à horizon 2030, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021.03.01.Etude_BCG_Evaluation.climat.des_mesures.du_quinquennat.pdf

35. Haut conseil pour le climat, 2021, Avis portant sur le projet de loi climat et résilience, <https://www.hautconseilclimat.fr/actualites/le-hcc-presente-un-avis-portant-sur-le-projet-de-loi-climat-et-resilience/>

36. Carbone 4, 2021, L'État français se donne-t-il les moyens de son ambition climat ?, <http://www.carbone4.com/publication-letat-francais-se-donne-t-moyens-de-ambition-climat/>

et le consommateur. Pour apporter des éléments d'éclairage sur ces questions, RTE a engagé au cours des trois dernières années un programme de travail spécifique sur les enjeux associés à l'intégration des nouveaux usages électriques. Ceci a donné lieu à la publication de trois rapports thématiques («trilogie des usages») : rapport sur la mobilité électrique (mai 2019), rapport sur l'hydrogène bas-carbone (janvier 2020), rapport sur le secteur des bâtiments et le chauffage (décembre 2020). Ceux-ci ont apporté une évaluation précise de l'impact de chacun de ces transferts d'usages vers l'électricité, d'une part en termes de consommation et d'autre part en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

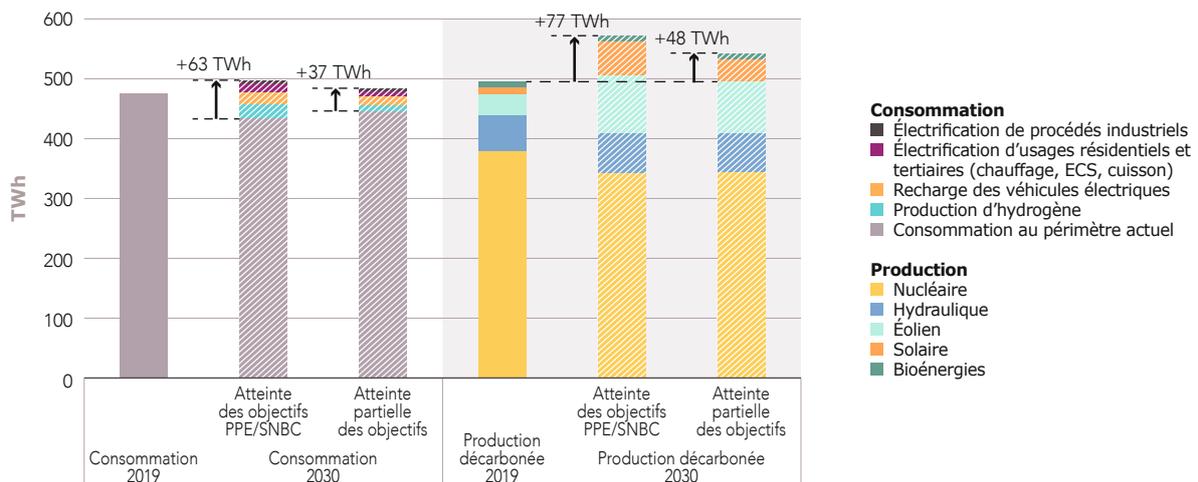
Pour la première fois, le Bilan prévisionnel consolide l'ensemble de ces analyses approfondies, qui sont intégrées dans l'étude du scénario d'atteinte des objectifs PPE/SNBC. Celui-ci cumule ainsi ces différents transferts, et les complète par des transferts dans le domaine de l'industrie.

À l'horizon 2030, une croissance de la consommation associée aux transferts d'usages vers l'électricité du même ordre que la croissance de la production décarbonée

Dans le scénario de référence fondé sur les orientations de la PPE et de la SNBC, l'ensemble des transferts d'usages génère une consommation d'électricité d'environ 63 TWh en 2030, en sus de la croissance liée à d'autres facteurs (évolution de l'activité économique, population, évolution de taux d'équipements...). La hausse résultante est toutefois partiellement compensée par une baisse de consommation associée aux mesures d'efficacité énergétique.

L'effet sur la consommation de ces transferts d'usages est du même ordre que la progression de la production décarbonée dans ce même scénario (77 TWh).

Figure 22 Évolution de la consommation et de la production décarbonée en France



Les transferts d'usage vers le secteur électrique contribuent fortement à l'objectif de réduction des émissions de CO₂ de la SNBC

À l'horizon 2030, l'objectif public sur les émissions de gaz à effet de serre correspond à une réduction de 40 % par rapport au niveau de 1990 (objectif inscrit dans le code de l'énergie depuis la loi de transition énergétique de 2015). Par rapport à 2019, la baisse d'émissions attendue est de 111 Mt/an.

Les transferts d'usage vers l'électricité (véhicules électriques, production d'hydrogène décarbonée, électrification des procédés et des besoins de chaleur dans l'industrie, électrification des usages thermiques dans le bâtiment, notamment pour le chauffage) constituent un levier essentiel pour l'atteinte de cet objectif. La réduction du recours à des combustibles fossiles dans ces secteurs amène en effet à réduire les émissions annuelles de CO₂ de

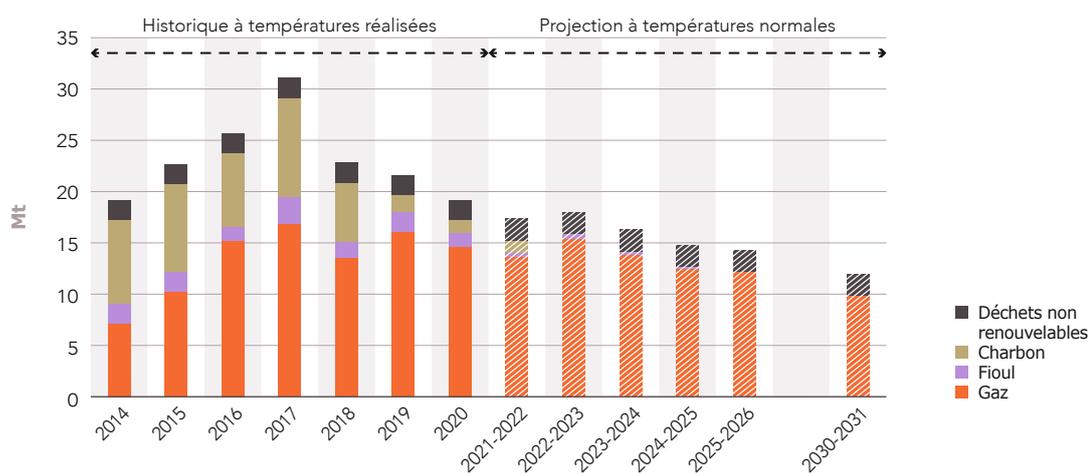
près de 28 Mt d'ici 2030 dans le scénario cohérent avec les objectifs de la PPE et de la SNBC (dont 13 Mt pour les véhicules légers³⁷, 6 Mt dans les usages thermiques résidentiels et tertiaires³⁸, 5 Mt pour la production d'hydrogène et 3 Mt dans le secteur de l'industrie).

Dans le scénario d'atteinte partielle de ces objectifs, la baisse d'émissions permise par l'ensemble de ces transferts serait de l'ordre de 19 Mt par an.

Une baisse d'environ 10 Mt des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité d'ici 2030

Du fait de la fermeture des dernières centrales au charbon d'ici fin 2022 et du développement accru des énergies renouvelables, et ce malgré la fermeture de quatre nouveaux réacteurs nucléaires et la hausse de consommation, le parc thermique sera en moyenne moins sollicité qu'en 2019.

Figure 23 Évolution des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité³⁹



37. L'estimation des émissions évitées pour les véhicules légers en 2030 intègre les progrès technologiques de la filière et la baisse d'un peu moins de 25 % de la consommation des véhicules thermiques à cet horizon.

38. L'estimation de la consommation évitée sur le chauffage prend en compte une baisse de près de 50 % des émissions du chauffage dans le secteur du bâtiment non chauffé à l'électricité d'ici à 2030.

39. Le périmètre considéré diffère légèrement de celui du Bilan électrique de RTE. Ce périmètre intègre les autoconsommations des sites industriels, et est hors Corse.

La baisse d'émissions de CO₂ attendue à l'horizon 2030 par rapport à 2019 devrait être d'un peu moins de 10 Mt par an.

La fermeture de moyens de production en France ne se traduira pas par une augmentation du volume net d'imports ; ce volume reste stable sur l'horizon d'étude, de l'ordre de 3 TWh. Les émissions de CO₂ associées aux imports nécessaires pour couvrir la consommation française resteront très faibles et inférieurs à 1 MtCO₂/an à l'horizon 2030.

Le secteur électrique permettra d'atteindre 24 % à 34 % de l'objectif global actuel sur la réduction des émissions de CO₂ à 2030

Ces différents leviers sur les usages énergétiques et sur le mix de production permettront alors au secteur électrique de contribuer à l'objectif global de baisse des émissions de CO₂, selon les deux scénarios évalués, à hauteur de -27 Mt et -37 Mt de CO₂. Cette baisse représente 24 % à 34 % de

l'objectif de baisse de -40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.

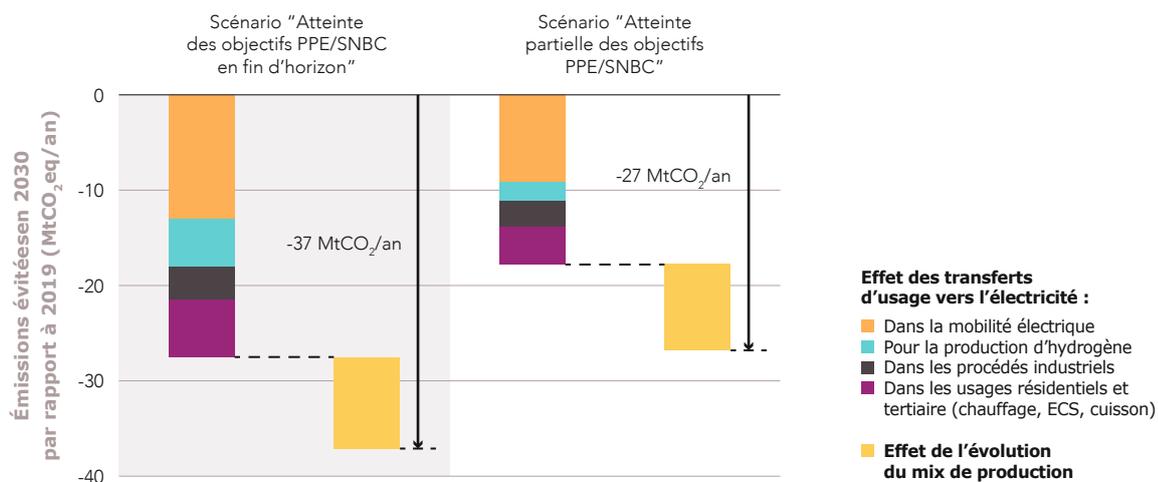
Cette contribution du secteur électrique à la décarbonation pourrait être revue à la hausse dans un scénario plus ambitieux, tel que celui qui pourrait découler des ambitions de décarbonation récemment renforcées par la Commission européenne (*cf. infra*).

Le système électrique français contribue à la décarbonation de l'Europe

La France est aujourd'hui un pays largement exportateur d'électricité. Si des périodes d'imports sont rencontrées en hiver, notamment lors des semaines les plus froides, le solde annuel reste fortement positif.

Ces exports conduisent à réduire la production de moyens polluants en Europe (notamment des groupes charbon). Malgré la réduction des capacités thermiques en Europe, le bénéfice de ces exports⁴⁰ en termes de réduction des émissions

Figure 9 Évolution des émissions de CO₂ (en 2030 par rapport à 2019) liées aux transformations du système électrique (consommation et production)



⁴⁰. Les valeurs indiquées correspondent à l'effet net, c'est-à-dire après prise en compte des émissions induites par les imports.

de CO₂ dans les pays voisins augmente dans le scénario d'atteinte des objectifs de la PPE par rapport à la situation actuelle et atteint à l'horizon

2030 environ 37 MtCO₂/an. Ce bénéfice reste stable à 32 MtCO₂/an dans le cas où ces objectifs ne seraient pas pleinement atteints.

3.7 Le système électrique prévu par la PPE permettrait d'accélérer les transferts d'usages pour atteindre de meilleures performances carbone en 2030

Les nouveaux objectifs de décarbonation de l'Union européenne annoncés mi-décembre visent désormais des émissions en 2030 en baisse de 55% par rapport à 1990, contre 40% précédemment. Spécifiquement pour la France, le renforcement de l'objectif de décarbonation à 55% (en supposant une interprétation stricte sans prise en compte des émissions négatives) amènerait à une réduction supplémentaire d'émissions de 65 millions de tonnes par rapport à l'objectif de la SNBC.

Dès lors, la question est d'identifier les transferts d'usages supplémentaires qui pourraient être réalisés, en complément de ceux retenus dans un scénario d'atteinte des différents objectifs de la PPE et de la SNBC, et sans fragiliser la sécurité d'approvisionnement. Ce scénario ne présuppose donc ni effort d'efficacité énergétique supplémentaire, ni développement supplémentaire d'énergies renouvelables.

À défaut de connaître d'ores et déjà la déclinaison de ces ambitions pour chacun des États, une approche prudente est retenue pour estimer l'impact des politiques des pays voisins sur la sécurité d'approvisionnement en France. L'étude est ainsi basée sur une hypothèse de très forte limitation de la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France (en maintenant la capacité d'imports maximum de la France à 10 GW, en dépit du développement de nouvelles interconnexions), pour refléter le déclasserement des moyens pilotables les plus polluants dans les pays voisins et/ou une électrification forte des usages.

Dans cette configuration où la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement est

ramenée à un niveau bas, les marges en France sont alors d'environ 4 GW en 2030 si l'ensemble des objectifs déjà prévues par la PPE et la SNBC se réalisent.

Ces marges offrent la possibilité d'un recours accru à l'électricité en France tout en respectant le critère de sécurité d'alimentation. Dans l'hypothèse d'une accélération homogène des différents transferts d'usages vers l'électricité, **l'analyse montre que le système électrique français serait en mesure d'absorber une avance d'environ deux à trois ans sur les ambitions de transferts vers l'électricité prévus dans la SNBC**, ce qui conduirait suivant ce scénario à :

- ▶ plus de 12 millions de véhicules électriques en 2030 (contre 7,1 millions dans la trajectoire de référence) ;
- ▶ une part de l'électricité de 51% dans le chauffage résidentiel (contre 50% dans la trajectoire de référence) ;
- ▶ près de 27 TWh de consommation pour la production d'hydrogène par électrolyse (contre 25 TWh dans la trajectoire de référence) ;
- ▶ plus de 7 TWh de transferts d'usages supplémentaires dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriels (eau chaude sanitaire, cuisson, processus industriels électriques).

Cette accélération des transferts d'usages, sans accélération des mesures d'efficacité énergétique ou du développement d'énergies renouvelables, permettrait une réduction supplémentaire des émissions de CO₂ en France de l'ordre de 9 Mt par an par rapport au scénario calé sur les objectifs de la PPE et la SNBC, tout en permettant le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Dans

ce scénario, près de 12% de la réduction supplémentaire associée à la nouvelle ambition de l'Union européenne pourrait être apportée par le secteur électrique (sous l'hypothèse que le nouvel objectif serait interprété sans prise en compte des émissions négatives).

Cette contribution supplémentaire qui pourrait être apportée par le secteur électrique est une estimation basée sur une approche prudente de la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement. Cette contribution pourrait néanmoins être plus faible dès lors que le parc thermique en France serait partiellement déclassé, ou que la trajectoire de déclassement du parc nucléaire serait plus ambitieuse que celle retenue. *A contrario* des mesures supplémentaires d'efficacité énergétique ou de développement d'énergies renouvelables pourraient apporter des leviers supplémentaires.

Accélérer les transferts d'usages de deux à trois ans à l'horizon 2030 par rapport aux ambitions de la SNBC conduirait à réduire le volume de marge du système électrique. Pour autant, solde exportateur resterait très significatif, en passant d'environ 95 TWh à 76 TWh. Ce volume d'exports est un gisement permettant d'accroître les transferts d'usages vers l'électricité, mais en l'absence de marges sur le système électrique, toute consommation supplémentaire ne pourrait être acceptée qu'à condition de faire l'objet d'un pilotage lui permettant d'être sans effet sur la pointe de consommation.

Les principaux transferts d'usages pouvant être pilotés sont la consommation associée à la production d'hydrogène, et de manière partielle, la consommation associée à la recharge des véhicules électriques :

- Accroître la production d'hydrogène décarbonée est un levier pour réduire les émissions nettes en France. Ces électrolyseurs devraient fonctionner en dehors des périodes de tension sur le système électrique, et ne devraient donc pas conduire à une augmentation de la production des centrales thermiques fossiles. Des analyses complémentaires seraient néanmoins

nécessaires pour assurer que la durée de fonctionnement de ces électrolyseurs serait suffisante à leur équilibre économique. De même, si cette utilisation correspondait à un fonctionnement très intermittent de l'électrolyse, il conviendrait de s'assurer que des dispositifs permettant d'assurer la continuité d'alimentation des usages de l'hydrogène peuvent être mis en place (par exemple stockage de l'hydrogène ou redondance avec de la production par vaporeformage de gaz naturel pouvant prendre le relais).

Il est important de noter que la production d'hydrogène supplémentaire en substitution du vaporeformage sans l'associer à un développement d'énergie renouvelable conduira à réduire les exports, réduction qui aura un effet négatif sur les bilans de CO₂ en Europe. Dans ce cas, la dégradation du bilan CO₂ en Europe serait supérieure au bénéfice sur les émissions de CO₂ de la France. Ce point est analysé dans le rapport sur l'hydrogène bas-carbone publié par RTE en 2020.

- Le recours à l'électromobilité peut être accru dès lors que des mesures incitatives conduisent à augmenter la part de recharge pilotée afin de ne pas peser sur les marges du système électrique. Le volume de 76 TWh d'export peut suffire pour achever le transfert à l'électricité de l'intégralité du parc de véhicules légers, et d'une partie du parc de véhicules lourds. Dans un scénario de progression accélérée de l'électromobilité, l'enjeu sera avant tout celui du déploiement de mesures permettant le pilotage de la recharge.

Contrairement à la problématique spécifique posée par la production d'hydrogène par électrolyse en substitution du vaporeformage, le gain d'émissions de CO₂ de la France serait supérieur à l'augmentation des émissions de CO₂ en Europe liée à la réduction des exports. Ce sujet est analysé dans le rapport sur l'électromobilité publié par RTE.

Des transferts d'usages supplémentaires sont donc possibles par rapport à la trajectoire

prévue par la SNBC, sans fragiliser la sureté de fonctionnement du système électrique à l'horizon 2030.

Ces accélérations des transferts d'usages doivent s'analyser sur un temps long, allant au-delà de

l'horizon 2030. En application de la PPE, huit autres tranches nucléaires doivent être fermées entre 2030 et 2035, et la capacité à développer les transferts d'usages en parallèle à la fermeture de ces tranches dépendra du rythme de développement des énergies renouvelables à cet horizon.

Figure 25 Contribution du secteur électrique à la réduction des émissions de CO₂ à l'horizon 2030 dans les principaux scénarios du Bilan prévisionnel 2021

		Scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC » -37 Mt	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC » -27 Mt	Avance de 2 à 3 ans sur les transferts d'usages prévus par la SNBC -46 Mt	Leviers supplémentaires envisageables
Transferts d'usages	 Véhicules électriques	19 TWh (7,1 M de VE) -13 Mt	14 TWh (6 M de VE) -9,1 Mt	31 TWh (12 M de VE) -20,3 Mt	Oui, sous condition du pilotage de la recharge
	 Usages résidentiels et tertiaires (chauffage, ECS, cuisson)	14 TWh -6,1 Mt	10 TWh -4 Mt	18 TWh -7,6 Mt	Oui, sous condition de marges suffisantes
	 Production d'hydrogène par électrolyse	25 TWh -5 Mt	10 TWh -2 Mt	27 TWh -5,3 Mt	Oui, sous condition de rentabilité suffisante
	 Procédés industriels	5,2 TWh -3,4 Mt	3,4 TWh -2,7 Mt	11 TWh -4,3 Mt	Oui, sous condition de marges suffisantes
 Mix électrique	Consommation 498 TWh Production 598 TWh Solde exportateur 94 TWh -9,6 Mt	Consommation 484 TWh Production 569 TWh Solde exportateur 80 TWh -9 Mt	Consommation 522 TWh Production 602 TWh Solde exportateur 76 TWh -8,8 Mt		

UNE ANALYSE RENFORCÉE DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DES MOYENS DE LA RENFORCER

4.1 La sécurité d'approvisionnement en France est mesurée par un critère probabiliste

Un critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics

Le critère de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par les pouvoirs publics. Il s'agit d'un critère probabiliste : il fixe l'occurrence maximale des situations de défaillance à une espérance de trois heures par an. Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par le fonctionnement normal des marchés de l'électricité, dans toutes les configurations d'aléas considérées, est inférieure ou égale à trois heures par an.

Le décret du 22 septembre 2006⁴¹ disposait que le niveau cible de sécurité d'approvisionnement visé était estimé sans prise en compte de l'apport des interconnexions à la pointe de consommation. Le décret du 24 mars 2016⁴² a modifié cette règle, et depuis, l'apport des pays voisins est pris en compte dans l'estimation de la sécurité d'approvisionnement.

La PPE publiée en avril 2020 a introduit un critère complémentaire, portant sur les occurrences de situations de délestages de consommateurs. Ce critère complémentaire des «deux heures de délestage» dispose que la durée moyenne pendant laquelle le délestage de consommateurs est

nécessaire pour assurer l'équilibre entre la consommation et la production, est inférieure ou égale à deux heures par an. Les analyses menées par RTE montrent que ces deux critères sont globalement équivalents avec le mix énergétique actuel : lorsque le système électrique est dimensionné sur le critère des «trois heures de défaillance», le critère des «deux heures de délestage» est respecté, et inversement.

Une situation de déficit de capacité n'est pas assimilable à un blackout

La sécurité d'alimentation en électricité n'équivaut pas au «risque zéro», par ailleurs inatteignable dans tout secteur industriel. Elle signifie que l'alimentation électrique est garantie, à l'exception de certaines circonstances particulières où RTE est susceptible d'intervenir, en dernier ressort, pour modifier la consommation :

- ▶ via des moyens «post-marché» (interruption de grands consommateurs industriels rémunérés à cet effet, diminution de la tension sur le réseau) ayant un impact limité sur l'essentiel des consommateurs ;
- ▶ en dernier recours, par des coupures ciblées et momentanées (les «délestages tournants», d'une durée limitée à 2h maximum par consommateur).

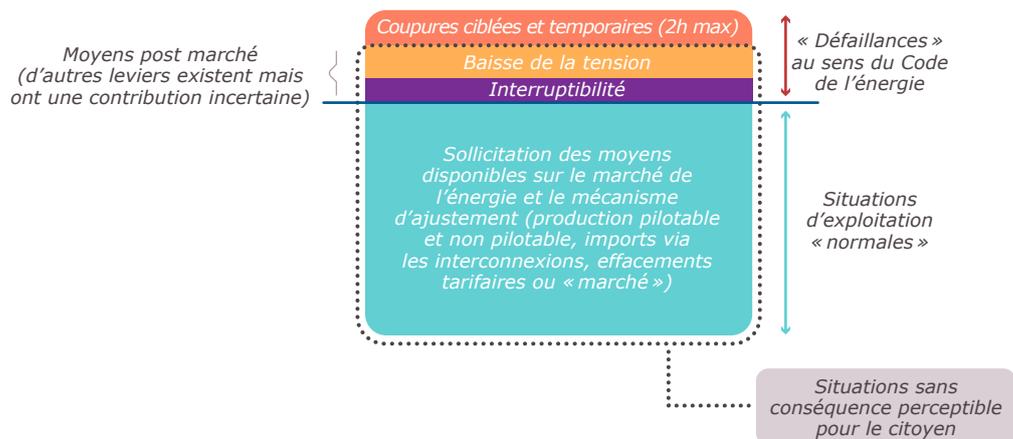
41. <https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=MM2ztpKcMsR26WzdZICJRUKMHYQvynO2QRjcUgr2Y2Q=>

42. https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000032294016?r=hEntd0buuPond

Ce type d'intervention n'est absolument pas assimilable à un blackout⁴³, qui marque une perte de maîtrise de la stabilité du système, des

délestages beaucoup plus importants et de durée non prévisible. Il vise au contraire à en empêcher la survenue.

Figure 26 Illustration des différents leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande



43. Le blackout correspond à une situation où la survenue d'un aléa de grande ampleur en temps réel conduit à une perte de contrôle sur la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation et est le plus souvent associé à des séparation du réseau européen en plusieurs systèmes indépendants. Le risque de blackout (maîtrisé par le dimensionnement des réserves de court-terme et les stratégies de gestion) n'est pas spécifique aux situations où les marges de production sont les plus faibles.

4.2 La résilience du système électrique aux événements extrêmes est au cœur des débats

Si aucune rupture d’approvisionnement n’est survenue durant le dernier hiver, les débats ont été nombreux autour du niveau de sécurité d’approvisionnement du système électrique :

- ▶ de par sa nature statistique, le critère actuel n’est pas maîtrisé par le grand public (la métrique probabiliste utilisée de « 3 heures par an de défaillance » ne caractérise pas directement l’impact pour le consommateur) ;
- ▶ le terme de défaillance, utilisé dans la loi, est à l’origine un terme technique issu du registre des études de dimensionnement des systèmes électriques. Ce terme fait référence à une situation choisie de déficit de puissance disponible, acceptée par la collectivité pour éviter que les investissements mis en œuvre pour l’empêcher ne soient plus élevés que le préjudice réel. Or, dans la langue courante, le terme renvoie à une panne ou à une faute. Ceci est source de confusion et ne permet pas de rendre compte des enjeux sous-jacents ;
- ▶ le risque important de recours aux moyens post marché, voire au délestage, lors de situations dégradées (type vague de froid) est aujourd’hui perçu comme un échec du système mis en place ;
- ▶ enfin, la sécurité d’approvisionnement dépend en partie de choix qui échappent aux politiques publiques nationales (notamment l’évolution des mix énergétiques des pays voisins, qui contribuent à la sécurité d’approvisionnement de la France via les interconnexions).

Ceci explique que l’analyse du niveau de sécurité d’approvisionnement, qui est probabiliste par nature, ne soit généralement pas comprise. Sur ces

questions, le débat médiatique est souvent à partir de la notion de puissance garantie, qui n’a pourtant pas de réalité dans les évaluations réalisées par les gestionnaires de réseau de transport en Europe. Or les estimations en puissance garantie engendrent plusieurs biais : (1) elles surestiment le degré de disponibilité effectif des moyens existants, qui sont eux-aussi sujets à des aléas comme toute installation industrielle, (2) elles sous-estiment la contribution des filières à profil de production variable, qui contribuent de manière effective et croissante à l’alimentation en électricité, (3) elles n’intègrent pas la nature européenne de la gestion des flux, pourtant acceptée par les Etats dans le cadre du marché intérieur de l’énergie.

Pour autant, la transformation du mix de production avec une part croissante de l’éolien et du solaire a bien un impact sur les conditions d’exploitation du système. Pour le caractériser, RTE a enrichi le dispositif d’analyse de la sécurité d’approvisionnement qui figure dans le Bilan prévisionnel.

Celui-ci repose désormais :

- ▶ d’une part, sur l’analyse probabiliste de la durée de défaillance, méthodologie standard désormais utilisée dans le cadre de l’Union européenne
- ▶ d’autre part, sur l’analyse de « stress tests » qui visent à évaluer la résilience du système électrique à des événements extrêmes, certes peu probables mais dont la sévérité serait élevée.

Ce dispositif permet de livrer une interprétation plus complète de la sécurité d’approvisionnement électrique en France.

4.3 L'analyse est complétée de stress tests correspondants à des situations rencontrées par le passé

Les stress tests étudiés sont construits sur la base d'aléas déjà rencontrés par le passé :

 une vague de froid très intense (février 2012, avec des températures moyennes France de 8° sous la normale saisonnière, ayant conduit au plus grand pic de consommation en France, environ 102 GW) ;

 l'indisponibilité simultanée et imprévue de plusieurs réacteurs nucléaires (situation vécue au début de l'hiver 2016-2017 au cours de laquelle l'ASN avait demandé l'arrêt de plusieurs réacteurs suite à la découverte d'une anomalie générique sur des générateurs de vapeur) ;

 des épisodes de vent très faible ayant occasionné une très faible production éolienne en France (comme par exemple début janvier 2017 avec ponctuellement un facteur de charge du parc éolien de 1 %).

 À ces différents stress tests est aussi ajoutée l'analyse de sécurité d'approvisionnement sans prise en compte de l'apport des interconnexions à la pointe de consommation.

Ces stress tests sont complétés par des combinaisons d'aléas, non rencontrées par le passé, mais qui ne peuvent être exclus :

- ▶ une vague de froid intense (comme celle de février 2018, ayant amené à un pic de consommation de près de 97 GW) et une disponibilité du parc nucléaire similaire à celle de décembre 2016 ;
- ▶ une vague de froid intense (février 2018), combinée à une situation de vent très faible (facteur de charge éolien de 1 %) ;
- ▶ une vague de froid modérée (conduisant à une consommation de l'ordre de 90 GW dans le mix actuel), un épisode de vent modéré (facteur de charge éolien de 10 %) et une faible possibilité d'imports depuis les pays voisins (telle que celle rencontrée le 25 janvier 2017 où des aléas conjoncturels avaient réduit temporairement la capacité d'imports : avarie matérielle sur les câbles sous-marins d'une liaison avec la Grande-Bretagne et contraintes internes sur le réseau allemand).

Pour chacun de ces stress tests, dès lors que des situations de délestage sont identifiées, le nombre potentiel de foyers concernés simultanément peut être estimé. Ces situations de délestage correspondraient à des coupures, tournantes et ciblées, de deux heures maximum.

4.4 Une évolution des risques au cours du temps sous l’effet des changements sur le mix

Durant la première décennie des années 2000, le système électrique était construit autour de d’une capacité de production nucléaire et hydraulique très importante, complétée d’un parc de grandes unités au charbon et au fioul.

Le niveau de sécurité d’approvisionnement était élevé, du fait notamment d’une disponibilité du parc nucléaire lors de l’hiver très supérieure à aujourd’hui. La possibilité d’aléas majeurs sur le parc nucléaire n’était en pratique pas intégrée aux analyses publiques de sécurité d’approvisionnement, et la faculté du parc de production à répondre à des pointes de consommation importantes reposait sur les centrales au charbon et au fioul (ces dernières, cependant, étaient rarement sollicitées).

Au cours de la dernière décennie, le niveau de sécurité d’approvisionnement a évolué à la baisse tout en restant supérieur au niveau de risque fixé dans la réglementation et donc en théorie consenti par la collectivité :

- ▶ au niveau probabiliste, les marges ont diminué pour se stabiliser au niveau prévu par le « critère des 3 heures » : la perte de disponibilité du parc nucléaire l’hiver et la fermeture importante des moyens de production thermique pour des raisons économiques et climatiques (fermeture des petites centrales au charbon, puis des grandes unités au fioul en 2017, puis désormais des dernières grandes centrales au charbon) a été en pratique compensée par une intégration européenne plus étroite, le développement des centrales au gaz et des effacements de consommation, et la croissance des énergies renouvelables quand bien même leur profil de production est variable ;
- ▶ au niveau des stress tests, le système est devenu plus sensible à des indisponibilités simultanées de réacteurs nucléaires et à des vagues de froid.

Quel que soit l’indicateur utilisé, les analyses de risque convergent pour estimer que la période 2021-2024 constitue le « point bas » en matière de sécurité d’alimentation. La première période (2021-2024) étudiée dans le Bilan prévisionnel est donc celle qui présente le profil de risque le plus élevé, parce qu’elle conjugue une disponibilité plus faible du parc nucléaire et la fermeture des dernières centrales au charbon.

Les mesures décidées au cours des dernières années doivent conduire à une amélioration du niveau de sécurité d’approvisionnement dans les années qui viennent. Cette amélioration est sensible lors de la seconde période (2025) et se renforce à l’horizon 2030. Elle se décline différemment selon l’indicateur (analyses probabilistes vs. stress tests) :

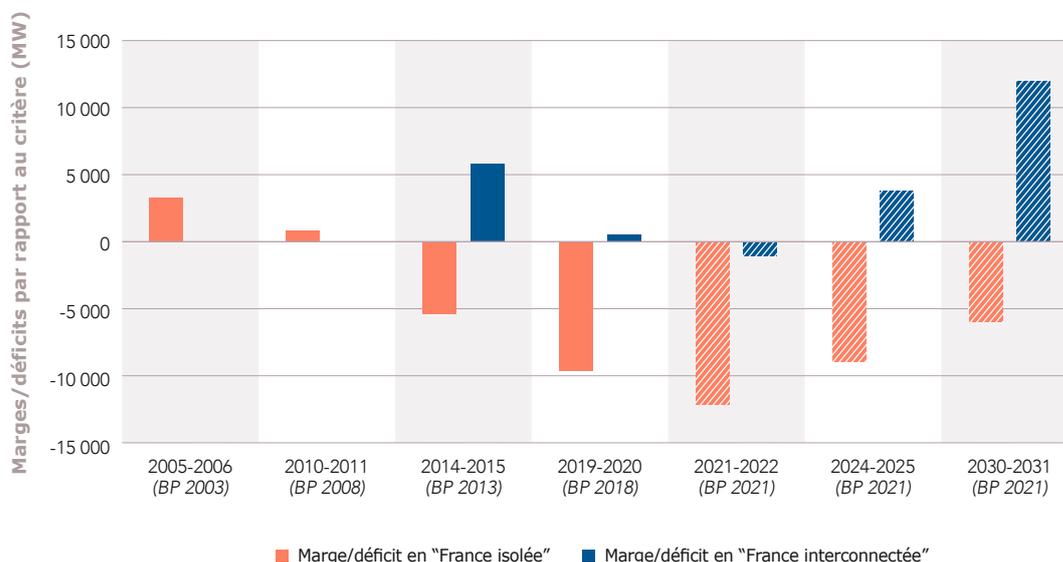
- ▶ au niveau probabiliste, les marges se renforcent de manière continue durant la période ;
- ▶ au niveau des stress tests, le système deviendrait plus résilient à certains aléas (indisponibilités fortes sur le parc nucléaire, telles que celles qui pourraient résulter de décisions de l’Autorité de sûreté nucléaire).

Il en résulte, à l’horizon 2030, une **sécurité d’approvisionnement renforcée** par rapport à aujourd’hui. Ce niveau projeté de sécurité d’approvisionnement, mesuré par une durée moyenne de défaillance après simulation d’un très grand nombre de configurations, sera du même ordre qu’au début des années 2010 mais n’aura plus la même signification :

1. La température restera un facteur prépondérant, mais sans augmentation du risque (stabilité de la thermosensibilité de la consommation).
2. La disponibilité du parc nucléaire demeurera un paramètre dimensionnant, mais la résilience à une indisponibilité simultanée d’un

44. Hormis le dispositif interruptibilité, activée pour des besoins de gestion de la fréquence en temps réel, sans lien avec le niveau de sécurité d’approvisionnement.

Figure 27 Marges/déficits de capacité évalués dans les précédents Bilans prévisionnels⁴⁵ et prévision du scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon »



nombre donné de réacteurs nucléaires s’améliorera dès 2025.

- Le développement accru de l’énergie éolienne induira une plus forte sensibilité de la production aux épisodes sans vent (le risque est moindre pour les périodes d’ensoleillement réduit, l’énergie solaire contribuant à réduire le risque lors de la pointe du matin durant l’hiver mais non le soir).
- La **simultanéité d’aléas météorologiques extrêmes**, tels que des épisodes de grand froid et de faible vent, **représenterait le risque le plus influent à cet horizon**. Cette conjonction est envisageable mais n’est toutefois pas

systematique (en atteste par exemple la production éolienne soutenue lors de l’épisode de février 2012). La caractérisation statistique de ces conjonctions sera analysée plus en détail, dans le prochain volet long terme du Bilan prévisionnel (scénarios 2050).

Dans l’ensemble, **les scénarios « atteinte » et « atteinte partielle » des objectifs permettent à l’horizon 2030 de disposer d’un système électrique plus résilient qu’aujourd’hui aux quatre stress tests individuels et aux conjonctions d’aléas défavorables simulées**. Ceci reste vrai dans une moindre mesure y compris dans les configurations intégrant une limitation des imports.

45. Les marges de capacité par rapport au critère public n’étaient évaluées qu’en « France isolée » en 2005 et 2010.

Figure 28 Évolution de la résilience du système électrique à différents stress tests

		Hiver 2014-2015	Hiver 2021-2022	Hiver 2030-2031			
		Marge ~ 5 GW	Déficit ~ -1 GW	Scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC »	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC »	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC et limitation des imports maximum à 10 GW » ⁴⁶	
		Marge > 10 GW	Marge ~ 9 GW	Marge ~ 1 GW			
Aléas déjà rencontrés par le passé	Vague de froid très intense (fév. 2012), sans autre aléa ⁴⁷ 	✓	✗	✓	✓	!	
	Forte indisponibilité du parc nucléaire (déc. 2016), sans autre aléa 	✓	✓	✓	✓	✓	
	Absence de vent (jan. 2017), sans autre aléa 	✓	✓	✓	✓	✓	
Aléa sur les imports seuls	Impossibilité d’imports, sans autre aléa 	✓	✓	✓	✓	✓	
Conjonctions d’aléas défavorables	Vague de froid intense (fév. 2018) et forte indisponibilité du parc nucléaire (décembre 2016) 	✗	✗	✓	✓	!	
	Vague de froid intense (fév. 2018) et absence de vent (jan. 2017) 	✓	✗	✓	✓	✗	
	Vague de froid modérée, vent faible et faibles imports (jan. 2017) 	✓	✗	✓	✓	!	
		✓ Pas d’activation des moyens post marché	! Activation des moyens post marché sans recours au délestage	✗ Activation des moyens post marché et recours au délestage			

46. Le scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC et limitation des imports maximum à 10 GW » permet de représenter une configuration prudente de la contribution des pays voisins à la sécurité d’alimentation en France. Le niveau de sécurité d’approvisionnement obtenu est alors proche du critère réglementaire.

47. La dénomination « sans autre aléa » signifie que l’ensemble des paramètres – en dehors de celui caractérisé par le « stress test » – affectant le système électrique (consommation, production, capacité d’imports) correspondent aux prévisions moyennes anticipées pour un jour ouvré de janvier à 19h.

48. Les valeurs de températures correspondent à l’écart de température lissée (à la maille France) par rapport à celle attendue lors d’un jour moyen de janvier à 19h (i.e. environ 5,5 °C en température lissée). Les différents niveaux d’écart de températures ici présentés (-4 °C, -6,5 °C et -8 °C) amènent à des niveaux de consommation différents selon l’hiver considéré. Actuellement, ces températures amèneraient à des consommations respectivement de l’ordre de 90 GW, 97 GW et 101 GW.

4.5 La politique de diversification du mix apporte un surcroît en matière de sécurité d'alimentation, sous condition qu'elle s'accompagne de marges par rapport au respect strict du « critère des 3 heures »

Les éléments présentés ci-dessus permettent de mieux caractériser la nature des transformations du mix électrique programmées au cours des prochaines années.

Les discussions issues des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 de RTE qui avaient été utilisés dans le cadre de la préparation de la nouvelle PPE, conduisaient à identifier deux types de trajectoires au cours des prochaines années, qui représentent deux façons différentes d'envisager la politique de diversification du mix électrique.

Les scénarios «d'addition» (tel celui d'atteinte des objectifs de la PPE, mais aussi de Volt dans le Bilan prévisionnel 2017) reposent sur un développement des énergies renouvelables plus rapide que le rythme de décroissance de la production nucléaire. L'évolution du parc de production conduit alors à disposer de marges croissantes par rapport au «critère historique». Ceci aboutit à réduire la dépendance à chacun des moyens de production pris isolément, et à la disponibilité effective du parc nucléaire l'hiver en particulier. Ainsi, les scénarios «d'addition» apparaissent de nature à répondre aux souhaits formulés par l'Autorité de sûreté nucléaire dans son avis de 2013, et exprimés à nouveau par son président dernièrement, de doter le système électrique de marges permettant de procéder à des arrêts de réacteurs nucléaires sans engager de débat entre la sécurité d'alimentation et la sûreté nucléaire.

Dans les scénarios «de substitution» au contraire, la France procéderait au simple remplacement de réacteurs nucléaires par des énergies renouvelables dans le respect du critère des 3 heures. Des scénarios de type Ampère (sur la période 2021-2030) relèvent de cette logique. La politique de diversification s'effectue alors dans le strict respect du critère historique, et l'espérance de défaillance demeure

égale à 3 heures par an. Dans ce cas de figure, le système est parfaitement ajusté et il demeure, comme ces dernières années, très dépendant de la performance des réacteurs nucléaires existants. Cette information ne se traduira pas dans l'évaluation probabiliste de la défaillance, car celle-ci ne rend pas compte de la profondeur des «cas extrêmes».

Le scénario de la PPE/SNBC étudié dans le Bilan prévisionnel relève de la première catégorie. Il est ainsi «additif» : malgré la fermeture de 4 réacteurs nucléaires en fin de période, il conduit à une croissance du productible d'électricité bas-carbone si les objectifs sur les énergies renouvelables sont bien atteints.

Néanmoins, les données publiées par RTE dans le cadre du dernier Bilan électrique national (en mars 2021) ont montré que la progression des énergies renouvelables dans le mix n'avait fait que compenser la diminution structurelle de la production des réacteurs nucléaires existants au cours des quinze dernières années (avant même la crise de la COVID-19, la production annuelle d'électricité bas-carbone demeurait légèrement inférieure à 500 TWh, soit le même niveau qu'en 2004). Cette situation correspond de fait à un scénario «de substitution», dans lequel les caractéristiques attendues d'un scénario additif ne se matérialisent pas.

Le caractère «additif» du scénario de la PPE conditionne le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement formulé dans cette édition du Bilan prévisionnel (et donc l'amélioration de la résilience du système aux différents stress tests présentés). Il nécessite d'augmenter la production annuelle d'électricité décarbonée selon la trajectoire de la figure 20, et de dépasser à nouveau 500 TWh dès 2023, puis environ 530 TWh en 2025-2026, puis de l'ordre de 560 TWh en 2030.

4.6 À l’avenir, des solutions seraient possibles pour gérer les rares événements de déficit de production par d’autres méthodes que le délestage tournant et aléatoire de consommateurs

La gestion ultime d’une situation de déficit de puissance, lorsque les différents leviers post marché ne suffisent pas à assurer l’équilibre du système électrique, repose aujourd’hui sur du délestage tournant de consommateurs, en évitant les usagers les plus sensibles (hôpitaux, personnes ayant un besoin vital d’accès à l’électricité, etc.).

Ces délestages tournants sont limités à deux heures consécutives pour chaque consommateur, mais ont un caractère binaire, les clients étant coupés intégralement, sans mesure de progressivité.

Les progrès technologiques permettent d’envisager des modalités plus progressives, plus ciblées et *in fine* moins pénalisantes pour les consommateurs que le délestage sans préavis, tout en veillant à se distinguer des effacements gérés dans les marchés d’électricité. De nombreux bâtiments tertiaires disposent par exemple de dispositifs informatiques de gestion technique du bâtiment.

Certaines solutions se basant sur les possibilités permises par les compteurs eux-mêmes ont déjà été expérimentées par les distributeurs dans le cadre de démonstrateurs *smart grid* : elles permettent de déclencher une réduction de la puissance délivrée aux consommateurs (voir directement à certains usages) plutôt qu’une coupure et pourraient être ciblées sur des consommateurs volontaires uniquement.

RTE, en charge de la mise en œuvre du plan de délestage en cas de déséquilibre sur le système, a engagé une réflexion sur son adaptation en utilisant les possibilités nouvelles offertes par les technologies du numérique. Cette réflexion vise à terme à permettre une gestion des situations de déséquilibre qui n’affecterait pas les consommateurs non-volontaires.

SYNTHÈSE DES HYPOTHÈSES

Évolution des hypothèses du Bilan prévisionnel 2021



* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

Évolution des hypothèses du Bilan prévisionnel 2021

Scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC» Scénario «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC»



Thermique fossile



Interconnexions



Pays européens

17 pays européens modélisés

entsoe
Reliable Sustainable Connected

Hypothèses issues des études européennes

Une modélisation basée sur le **Mid-Term Adequacy Forecast 2020** pour les hypothèses :

- ▶ d'évolution de la **consommation**
- ▶ d'évolution des parcs **thermiques** et **renouvelables**
- ▶ de modélisation de l'**hydraulique**
- ▶ de capacités des **interconnexions** hors frontières françaises

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE

Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com