Bilan prévisionnel

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

ÉDITION 2017

SYNTHÈSE

SOMMAIRE

5
Un nouveau Bilan prévisionnel intégré dans le débat public et dressant un panorama des évolutions possibles du mix électrique jusqu'en 2035

13
2018-2025 : des choix à réaliser pour poursuivre la diversification du mix électrique et assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité

17
2025-2035 : des scénarios contrastés pour accompagner les décisions qui construisent le système électrique de demain

26
Des options « sans regret » communes à tous les scénarios se dégagent

33
Des points d'attention sur la sécurité d'approvisionnement

36
Des équilibres économiques évalués au regard des marchés de l'énergie et de l'évolution du mix européen

39
Des impacts différenciés sur les émissions de CO_2 du système électrique

42
Une publication ancrée dans une dynamique de concertation et d'approfondissements progressifs

UN NOUVEAU BILAN PRÉVISIONNEL
INTÉGRÉ DANS LE DÉBAT PUBLIC ET DRESSANT UN PANORAMA DES ÉVOLUTIONS POSSIBLES DU MIX ÉLECTRIQUE JUSQU'EN 2035

Le Bilan prévisionnel est une étude approfondie de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité et des solutions permettant d'en assurer l'équilibre. Il est prévu par le Code de l'énergie, qui détaille ses objectifs et conditions d'élaboration.

Il constitue un *document de référence* permettant de faire le lien entre les décisions de court terme et les évolutions à long terme du système électrique.

Le législateur a confié la réalisation de cet exercice à RTE, entreprise de service public en charge de la gestion du système électrique et dont l'indépendance et la neutralité à l'égard des producteurs et des fournisseurs d'électricité sont garanties en vertu du droit européen et français.

L'édition 2017 couvre une période charnière : elle explore plusieurs scénarios d'évolution du mix électrique entre 2018 et 2035.

Plusieurs nouveautés ont été inaugurées dans sa construction :

- les hypothèses ont fait l'objet d'une consultation publique de toutes les parties prenantes intéressées (fournisseurs, producteurs, distributeurs d'électricité et de gaz, organisations professionnelles, ONG, *think tanks,* universitaires, institutions) ;
- la cohérence économique des scénarios a été renforcée ;
- de nombreuses variantes ont été réalisées afin d'évaluer la sensibilité des résultats aux évolutions du contexte (par exemple : au rythme de développement des énergies renouvelables).

Chaque scénario détaille ainsi l'évolution de la consommation et de la production d'électricité, des émissions de CO_2 du système électrique français et de leur impact sur les émissions du système électrique européen, et des échanges d'électricité aux frontières françaises. Ils s'appuient sur un cadre économique qui complète l'analyse sur le fonctionnement physique du système électrique.

Toutes ces évolutions ont été motivées par la volonté d'ancrer l'exercice dans le débat public sur le futur du système électrique.

Des objectifs de transition énergétique précisés mais dont la réalisation est confrontée à des incertitudes importantes

Les objectifs en matière de transition énergétique sont porteurs d'ambitions fortes : la neutralité carbone, la réduction de la consommation d'énergie et la diversification du mix électrique français. **Leur réalisation entraîne une modification du secteur électrique sans précédent depuis la réalisation du programme électronucléaire et touche l'ensemble de ses composantes :**

- Sur le plan de la *consommation électrique*, une stabilité est observée depuis 2010 et semble constituer un point d'inflexion par rapport à la dynamique de croissance ayant prévalu depuis plusieurs décennies. Néanmoins, les perspectives d'électrification de certains secteurs – comme celui des transports avec le développement des véhicules électriques ou hybrides – alimentent les débats sur l'avenir de la consommation électrique. **Des interrogations perdurent quant au poids de ces déterminants dans l'évolution de la consommation électrique au cours des prochaines années.**

- Sur le plan du *parc de production d'électricité*, les dernières années ont été le théâtre d'évolutions majeures – au premier rang desquelles le développement des énergies renouvelables et la fermeture de nombreuses centrales au fioul et au charbon. **Les évolutions à venir et leur séquencement temporel doivent s'appuyer sur une analyse robuste des marges de manœuvre afin de garantir la continuité de la qualité d'alimentation pour les consommateurs.**

- Sur le plan de l'*empreinte carbone*, la signature de l'accord de Paris et le Plan climat ont illustré la priorité donnée à une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les évolutions à venir s'inscriront ainsi, en France comme en Europe, dans cette dynamique. **Les conséquences de la diversification du mix de production électrique sur la performance de la France – et plus largement de l'Europe – en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre doivent donc être analysées afin de disposer d'une approche globale et cohérente.**

- Sur le plan de *l'économie*, les Etats européens sont tous confrontés à des questions relatives au financement de la transition énergétique. L'enjeu porte sur le soutien aux énergies renouvelables pour atteindre les objectifs publics, l'évolution du prix du carbone, la pérennité des installations de production utiles au système électrique pour garantir la sécurité d'approvisionnement, et les coûts répercutés au consommateur. **La question du financement et de la rentabilité des investissements ne peut donc être occultée dans le cadre des travaux sur l'évolution du système électrique.**

- Sur le plan de la *solidarité européenne*, l'Europe de l'électricité est une réalité : les marchés européens conditionnent aujourd'hui l'utilisation effective des sources de production dans chaque pays, et garantissent ainsi que ce sont les centrales les plus économiques qui fonctionnent en Europe. **Il n'est plus possible de considérer que le mix de production électrique est un sujet « exclusivement » national et la transition énergétique en France ne peut se faire sans prendre en compte les décisions ou discussions intervenant chez nos voisins.** Néanmoins, dans le cadre de la poursuite de la construction de l'Europe de l'électricité, la répartition des compétences entre la Commission européenne et les États membres concernant les futures évolutions du système électrique doit faire l'objet d'une attention spécifique. Le paquet « Énergie propre pour tous les Européens » constitue une échéance-clé de discussions sur cette question.

- Sur le plan de l'*innovation technologique*, de nombreux champs de recherche ou de démonstration sont ouverts sans que leur passage au stade industriel ne puisse être tenu pour acquis. L'engouement autour des innovations dans le secteur électrique reflète l'importance des enjeux. **L'évolution de l'offre technologique doit être considérée avec attention**

pour éviter de « figer » le système électrique de demain dans les technologies d'aujourd'hui, tout en conservant une prudence sur l'arrivée à maturité technologique de certaines solutions.

L'ensemble de ces éléments sont autant d'enjeux qui ont été discutés au cours de la concertation et intégrés dans les différents scénarios du Bilan prévisionnel.

De nouveaux scénarios centrés sur la diversification du mix électrique

L'exercice de RTE diffère de la majorité des exercices prospectifs dans la mesure où il doit étudier plusieurs scénarios de manière approfondie et présenter une vision contrastée de l'évolution du système électrique.

Il n'y a donc pas « un » scénario RTE mais plusieurs scénarios ; il n'y a pas « un » résultat ou un « chemin » à suivre mais plusieurs options et jalons.

Toutes les analyses intègrent le principe d'une diversification du mix électrique : il s'agit de l'hypothèse centrale ayant prévalu lors de la construction du Bilan prévisionnel 2017.

2018-2022 : les analyses visent à identifier les possibilités d'action sur le mix électrique au regard des objectifs définis ou annoncés par les pouvoirs publics.

Les travaux sont centrés sur la fermeture des centrales thermiques au charbon et l'arrêt des premiers réacteurs nucléaires après 40 années de fonctionnement[1]. Ils intègrent notamment une analyse de la dépendance mutuelle entre la mise en œuvre de ces mesures et le développement des énergies renouvelables ou l'évolution de la consommation électrique.

La question de la prolongation des réacteurs nucléaires après 40 années de fonctionnement est également étudiée pour être en mesure d'appréhender l'impact d'éventuelles visites décennales « longues » sur l'équilibre du système électrique. Les conclusions de l'Autorité de sûreté nucléaire sur la prolongation des réacteurs pourront conduire à revisiter ces analyses.

2022-2035 : cinq scénarios ont été étudiés pour dessiner des options de transition énergétique différentes sur les énergies renouvelables, le nucléaire, le bilan carbone, ou encore le rôle des nouvelles technologies ou des moyens de production au gaz. Ils présentent les conditions devant être respectées pour mettre en œuvre un objectif donné (50 % de nucléaire dans la production d'électricité en 2025, déclassement technique du nucléaire, etc.) : il n'y a pas d'impossibilité dans la réalisation de ces scénarios.

Le *scénario Ohm* décrit l'éventail des solutions devant être mises en œuvre à date pour respecter le cadre législatif défini par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte à l'horizon 2025. Dans tous les cas de figure étudiés, les analyses identifient les principaux enjeux en matière d'émissions de CO_2, d'évolutions du parc de production nucléaire et des besoins de nouveaux moyens (renouvelables et thermiques).

Les quatre autres scénarios portent sur les années 2025, 2030 et 2035. Ils considèrent comme acquise la fermeture des centrales au charbon et l'impossibilité d'en construire de nouvelles.

1. Les 40 années de fonctionnement sont entendues dans ce document comme la date théorique de remise de rapport de la quatrième visite décénale des réacteurs nucléaires.

Dans le *scénario Ampère*, **la diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité s'effectue sans recours à des nouveaux moyens thermiques.** Certains réacteurs peuvent être arrêtés après 40 années de fonctionnement si le développement des énergies renouvelables est suffisant pour permettre un même niveau de production d'électricité tout en respectant la sécurité d'approvisionnement. Ce scénario permet d'identifier à quelle date l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production d'électricité peut être atteint dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables. Une fois atteint, le déclassement des réacteurs s'arrête.

Dans le *scénario Hertz*, la diversification du mix électrique s'effectue dans un contexte de développement moins rapide des filières renouvelables en s'appuyant sur de nouveaux moyens de production thermiques. Cette évolution est étudiée à l'aune du respect d'un plafond d'émissions de CO_2 pour ne pas dégrader la performance environnementale du parc électrique français. **Ce scénario permet d'étudier la place de la filière thermique pour atteindre l'objectif des 50 %** de nucléaire dans la production d'électricité. Comme dans le scénario *Ampère*, le déclassement des réacteurs s'achève une fois cet objectif atteint.

Dans le *scénario Volt*, **le développement des énergies renouvelables s'accélère par rapport à la situation actuelle, et la part du nucléaire dans le mix évolue en fonction des opportunités économiques.** Ce scénario permet d'étudier une logique de diversification du mix électrique intégrant un pilotage économique en fonction des débouchés sur les marchés de l'électricité européens pour la production française à coûts variables faibles (production à partir d'énergies renouvelables ou nucléaire).

Dans le *scénario Watt*, **les réacteurs nucléaires sont arrêtés sur un critère de déclassement technique** (pas de prolongation d'autorisation d'exploitation au-delà de 40 ans – hypothèse initiale de fonctionnement prévue lors de la conception de certains matériels et équipements des réacteurs), et le développement des énergies renouvelables est piloté selon une trajectoire volontariste. Ce scénario permet d'évaluer les conséquences d'une situation dans laquelle la France devrait se passer très rapidement de groupes nucléaires, pose la question des technologies disponibles pour assurer la transition, et permet d'étudier un mix comportant une très forte pénétration des énergies renouvelables.

Des scénarios construits sur un socle économique cohérent et dont la robustesse est évaluée grâce à de nombreuses variantes

Chaque scénario se caractérise par un jeu de paramètres-clés, et notamment un ensemble « consommation électrique – production renouvelable – production nucléaire ».

Pour tous les scénarios :

- **un cas de base est défini.** Il est réalisé selon un principe de cohérence macroéconomique entre tous les paramètres-clés. Par exemple, l'efficacité énergétique est plus forte dans un contexte de PIB important, et le rythme de développement des énergies renouvelables est plus important dans un contexte de prix élevé du CO_2.

- **des variantes sont établies.** Elles permettent de faire varier les paramètres-clés (individuellement ou simultanément) pour analyser la robustesse des résultats présentés dans le cas de base et identifier les points d'équilibre ou de rupture. Par exemple, elles mettent en évidence la sensibilité des résultats au développement des interconnexions entre la France et ses voisins, aux évolutions des parcs de production en Europe[2] ou à une évolution des prix des combustibles.

Les jeux de paramètres-clés pour un scénario (cas de base et variantes) sont donc définis en amont des simulations. Les simulations portent sur le fonctionnement du système électrique « au pas horaire », c'est-à-dire 8 760 heures par an : elles permettent d'identifier les moyens de production ou de flexibilité supplémentaires (centrales au gaz, effacements de consommation, stockage, énergies renouvelables développées au-delà des données « d'entrée ») devant être intégrés pour assurer l'équilibre entre production et consommation et respecter le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

2. Dans le Bilan prévisionnel, onze pays sont modélisés en plus de la France.

Les résultats sont obtenus sur la base :

- d'un bouclage *physique* : il s'agit de vérifier que le système électrique peut effectivement fonctionner et garantir la sécurité d'alimentation, qui est évaluée sur chaque heure de l'année en testant à chaque fois 1 000 combinaisons d'aléas.

- d'un bouclage *économique* : il s'agit de vérifier que les moyens de production ou de flexibilité supplémentaires identifiés dans le scénario trouvent une rentabilité sur les marchés de l'électricité, afin de ne « compter » que sur des unités de production dans lesquelles les acteurs économiques sont effectivement susceptibles d'investir. Cela nécessite de simuler le fonctionnement des marchés de l'électricité européens et de prendre en compte les évolutions des parcs de production européens.

À l'issue du travail de simulations, les résultats sont analysés pour :

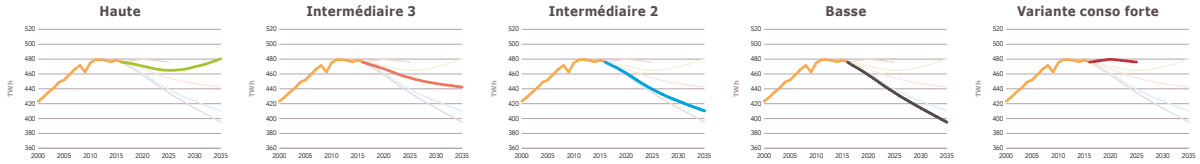
- donner une vision de l'évolution du mix de production (dans le cas de base et dans les variantes afin d'identifier les points de bascule) ;

- disposer d'un éclairage sur les conditions de fonctionnement du système électrique. À titre d'exemple, la France est aujourd'hui très sensible aux vagues de froid hivernales. Dans un mix de production électrique composé majoritairement d'énergies renouvelables, les situations de risque se nuancent. Ce sont ces points qui sont évalués et présentés dans le Bilan prévisionnel ;

- évaluer la pertinence économique des scénarios et des variantes. À titre d'exemple, les variantes permettent d'identifier si la trajectoire d'interconnexion retenue dans le « cas de base » est cohérente du point de vue économique et si elle constitue un élément important d'investissement dans le système électrique. L'influence des différents paramètres sur les prix de l'énergie (au sens des marchés européens de l'électricité) est également prise en compte.

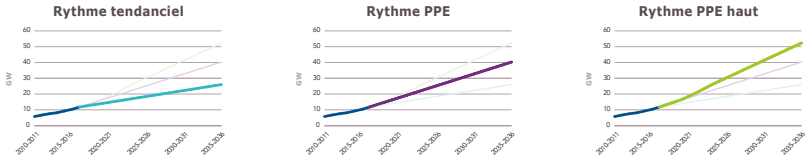
Construction des jeux de paramètres des scénarios et de leurs variantes

Consommation



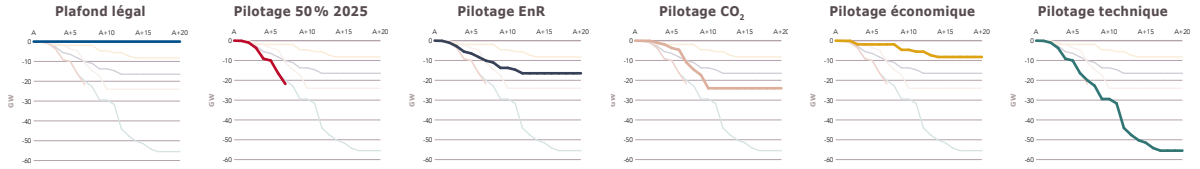
Dans un souci de lisibilité, seule l'évolution de la consommation électrique est présentée dans ce schéma

Renouvelables

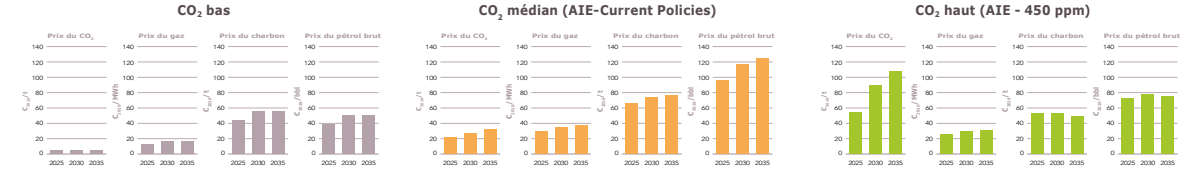


Dans un souci de lisibilité, seule l'évolution de l'éolien terrestre est présentée dans ce schéma

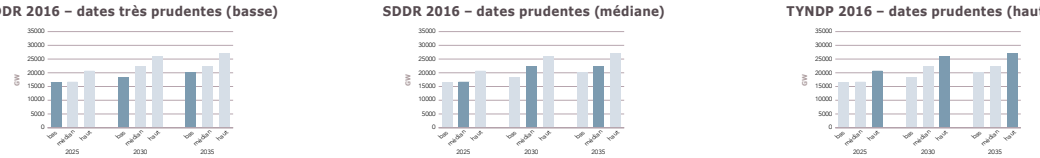
Nucléaire



Combustibles

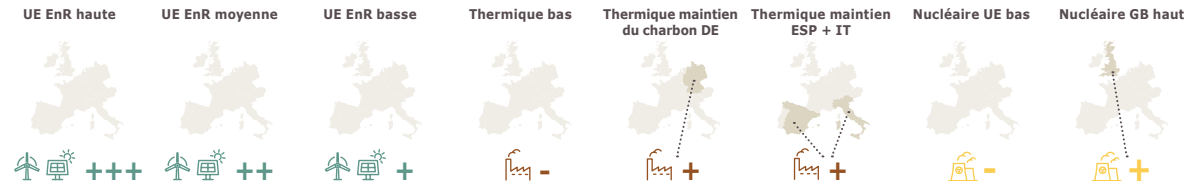


Interconnexions



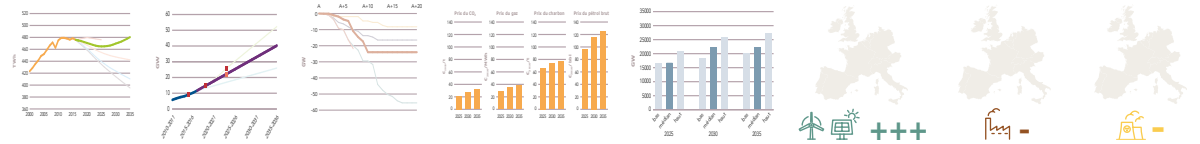
Dans un souci de lisibilité, seules les capacités d'import sont présentées dans ce schéma

Pays européens

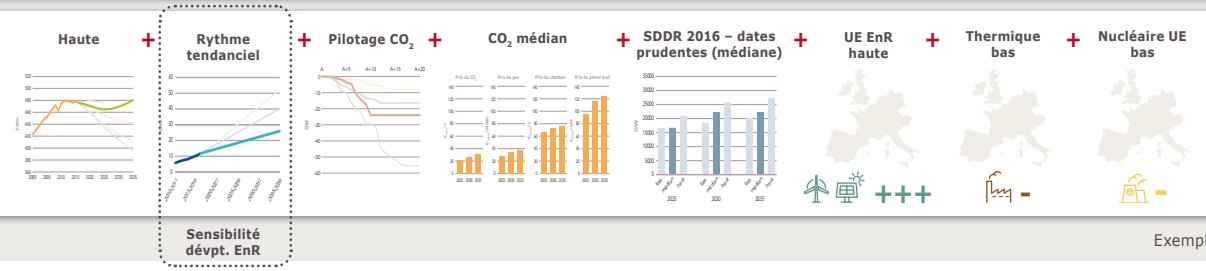


Simulation réalisée sur 8760 heures par an («pas horaire») jusqu'en 2035, prenant en compte le fonctionnement des marchés de l'électricité

Scénario Hertz



Variante Hertz



Exemple

Une sélection des variantes restituées dans le Bilan prévisionnel

Le travail de recensement des variantes a conduit à identifier environ 15 000 variantes possibles. RTE a étudié une centaine d'entre elles pour établir les scénarios, et restitue des résultats issus des 50 variantes les plus structurantes dans le document de référence et ses annexes.

Ce document de synthèse a vocation à présenter les résultats principaux des scénarios et à tirer parti des résultats issus des principales variantes. Il permet ainsi d'identifier les principaux « points de bascule » et les éléments de diagnostic majeurs propres à chaque scénario et à leur comparaison.

Un document de référence complète cette synthèse afin de fournir une analyse précise et détaillée des scénarios et de leurs variantes structurantes.

Le travail de recensement des variantes et les analyses détaillées seront présentés dans le cadre de la concertation pilotée par RTE afin d'enrichir les travaux et d'évaluer les pistes d'approfondissements.

5 scénarios + plusieurs analyses sur les cinq prochaines années

↓

- 4 trajectoires de consommation électrique (et une variante)
- 3 trajectoires de développement des EnR en France
- 6 principes de construction de l'évolution du nucléaire
- 3 trajectoires de prix des combustibles et du CO_2
- 3 trajectoires de développement des interconnexions transfrontalières
- 3 trajectoires de développement des EnR dans les pays voisins
- 3 trajectoires pour le parc thermique dans les pays voisins
- 2 trajectoires pour le parc nucléaire dans les pays voisins

↓

15 000 variantes possibles

↓

100 variantes réalisées

↓

50 variantes structurantes et restituées dans le document de référence du Bilan prévisionnel

↓

Pour chaque variante, 1 000 simulations pour prendre en compte
les différents scénarios climatiques ainsi que la disponibilité de chaque filière
= 50 000 simulations restituées pour chacune des heures de l'année

Un référentiel de consommation électrique spécialement établi pour le Bilan prévisionnel (énergie, puissance, profil)

Pour la première fois, l'ensemble des trajectoires de consommation d'électricité présentées par RTE sont stables ou orientées à la baisse sur le temps long. Il s'agit d'un résultat fort du Bilan prévisionnel 2017, largement discuté lors de la consultation publique.

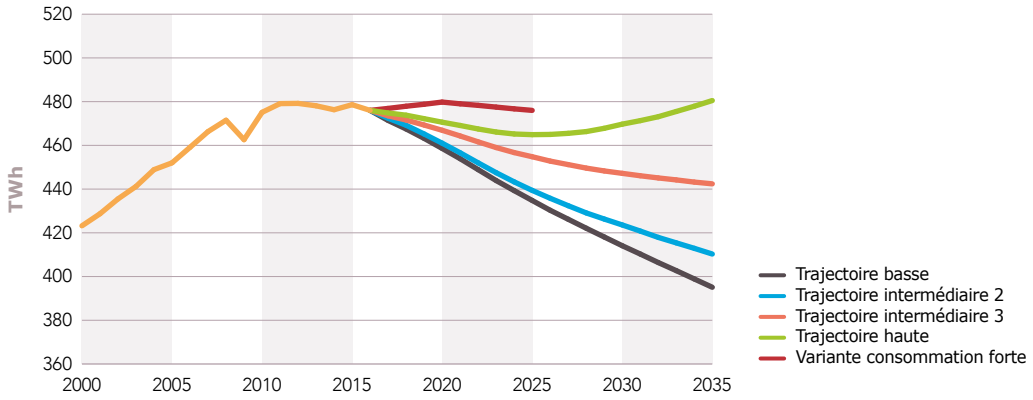
Les analyses montrent que **les effets baissiers engendrés par l'efficacité énergétique** – *via* des réglementations et l'augmentation continue de la performance des équipements – **peuvent égaler ou dépasser les effets haussiers associés aux transferts d'usage.** La France se situe donc effectivement à un point d'inflexion en matière de consommation électrique.

Pour autant, **toutes les trajectoires de consommation électrique prennent en compte des transferts d'usage vers l'électricité et le développement de nouveaux usages électriques,** qui pourraient conduire à une hausse de la consommation électrique toutes choses étant égales par ailleurs. Ces transferts sont prononcés et, dans certaines trajectoires, très ambitieux. À titre d'exemple, un parc de 15,6 millions de véhicules électriques est prévu dans la trajectoire dite « haute » de RTE et correspond à une hypothèse volontariste compatible avec les objectifs du Plan climat annoncé en juillet 2017.

De nombreux effets socioéconomiques sont également pris en compte : croissance de l'activité économique, évolution démographique, phénomène de décohabitation (et, le cas échéant de re-cohabitation), etc.

L'analyse des effets de l'efficacité énergétique sur la consommation d'électricité est détaillée par secteurs et usages. **Elle intègre les phénomènes susceptibles d'en modérer l'impact,** comme l'« effet rebond » qui peut résulter de l'accroissement du confort thermique suite à des travaux d'isolation des logements.

Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité
(France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



2018-2025 : DES CHOIX À RÉALISER
POUR POURSUIVRE LA DIVERSIFICATION DU MIX ÉLECTRIQUE ET ASSURER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

2018-2020 : un système électrique « équilibré » du point de vue du critère public de sécurité d'approvisionnement, mais sans marge de manœuvre

La situation des trois prochaines années est celle que nous connaissons aujourd'hui en France : le parc de production est ajusté, le critère de sécurité d'approvisionnement respecté et l'exploitation du système électrique plus fréquemment sujette à des situations de vigilance – comme cela a été le cas pendant la vague de froid de janvier 2017 et est annoncé par RTE pour le passage de l'hiver 2017-2018.

Les études européennes réalisées par ENTSO-E ou par le Forum Pentalatéral[3] mettent en évidence qu'il s'agit d'une particularité du système français. Les autres pays disposent aujourd'hui de marges d'exploitation plus importantes[4].

La fermeture de moyens de production supplémentaires (charbon ou nucléaire) n'est donc pas possible à très courte échéance sans dégrader la sécurité d'approvisionnement.

3. Forum réunissant l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg, les Pays-Bas et la Suisse.
4. À l'exception de la Grande-Bretagne qui a fait face à une situation tendue au cours des dernières années.

2020 – 2022 : Différentes options sur la sortie du charbon ou la fermeture des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement

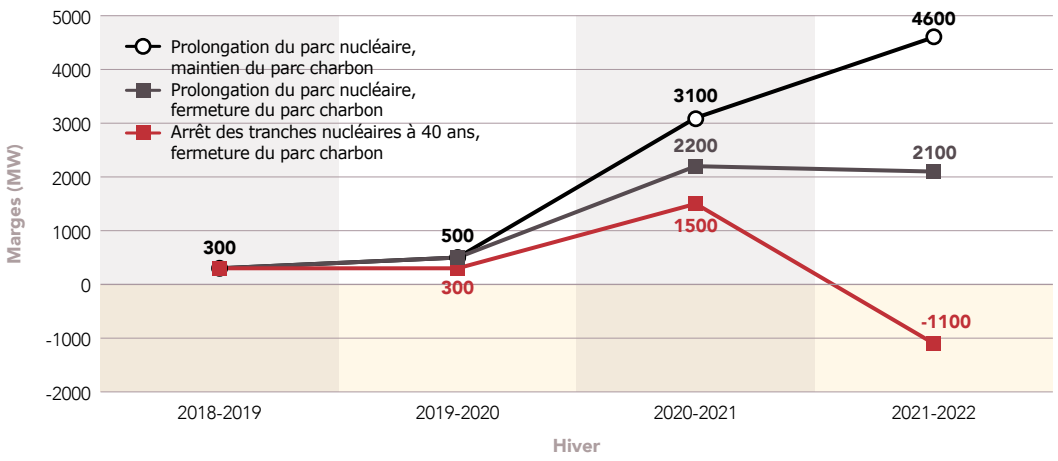
À partir de 2020, l'évolution de la consommation électrique combinée à la mise en service de nouveaux moyens de production (centrale de Landivisiau et premiers parcs éoliens offshore) et de nouvelles interconnexions (avec l'Italie et le Royaume-Uni) offrent des perspectives pour conduire un nouveau mouvement d'évolutions sur le parc de production français.

Entre 2020 et 2022, l'analyse met en évidence qu'il est possible de fermer l'ensemble des centrales à charbon ou de fermer les quatre réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance des 40 ans de fonctionnement d'ici fin 2021[5] : Tricastin 1, Bugey 2, Tricastin 2, Bugey 4[6].

Les fermetures de l'ensemble des centrales à charbon et des quatre réacteurs nucléaires ne peuvent être combinées sans dégrader la sécurité d'approvisionnement ; un choix doit donc être fait.

Le nombre de réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance des 40 ans de fonctionnement augmente significativement à partir de 2022 : un rythme de fermeture basé sur cette échéance ne pourrait donc être maintenu de manière durable sans dégrader la sécurité d'approvisionnement s'il n'est pas accompagné par la mise en service de nouveaux moyens. Ce point est développé dans les scénarios portant sur les années 2025 à 2035.

Évaluation de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement d'un arrêt des tranches nucléaires et de la fermeture du parc charbon



Le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté lorsque les courbes se situent dans la partie supérieure ou égale à 0

5. La fermeture du réacteur Dampierre 1 (février 2022) est intégrée à l'horizon d'étude mais affecterait essentiellement l'hiver 2022-2023
6. Les deux réacteurs de Fessenheim sont considérés comme fermés lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville, conformément aux dispositions du décret n° 2017-508 du 8 avril 2017.

Le cas échéant, une attention particulière devra porter sur les conditions de prolongation des réacteurs nucléaires, et notamment sur la durée des travaux nécessitant leur arrêt. En effet, la prolongation des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans constitue une étape importante et doit faire l'objet d'un avis générique de l'Autorité de sûreté nucléaire ; cette dernière a annoncé récemment que les conclusions de cet avis seraient publiées en 2021. L'ampleur et la durée des travaux sont des éléments d'incertitude.

RTE a réalisé des analyses de sensibilité visant à mesurer l'impact sur la sécurité d'approvisionnement d'un arrêt des réacteurs nucléaires d'une durée d'un an. Ceci conduirait à les rendre indisponibles pendant tout un hiver avant l'échéance de leur visite décennale. Dans ces analyses, les centrales au charbon sont fermées entre 2021 et 2022.

Ces analyses mettent en évidence que des travaux longs sur les réacteurs concernés pourraient conduire à dégrader la sécurité d'approvisionnement. La conclusion demeure valable si certains réacteurs nucléaires sont fermés, en plus des centrales au charbon, et que seule une partie des réacteurs nucléaires est arrêtée pour réaliser des travaux longs en vue d'une prolongation.

Les analyses de sensibilité renforcent ainsi le message de vigilance sur la période 2018-2022 et sur la nécessité de réaliser des choix séquencés de manière cohérente pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement, en parallèle aux actions qui seront menées sur l'évolution du parc de production d'électricité.

2020-2025 : des difficultés pour combiner l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production d'électricité et la réduction des émissions de CO_2 du secteur électrique

En l'absence de marges supplémentaires d'exploitation avant 2020, un bouleversement du parc de production d'électricité serait nécessaire pour atteindre l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production en France en cinq ans :

- 22 GW de capacité nucléaire, correspondant à 24 réacteurs « 900 MW », devraient être fermés, si le rythme de développement des énergies renouvelables s'accélère et permet d'atteindre la cible haute de la Programmation pluriannuelle de l'énergie[7]. En pratique, cela nécessiterait de fermer les 22 réacteurs atteignant 40 ans d'exploitation d'ici 2025 et d'anticiper la fermeture de deux réacteurs supplémentaires avant la fin de leur autorisation d'exploitation. À titre de comparaison, le plan de sortie du nucléaire décidé par le gouvernement allemand en 2011 prévoit la fermeture d'une capacité installée de 21,5 GW en un peu plus de 10 années.

- La fermeture de centrales au charbon devrait être repoussée au-delà de 2025[8].

- Un nombre significatif de nouvelles centrales au gaz devraient être construites (en plus des installations actuelles) – correspondant à 11 GW de puissance installée supplémentaire soit l'équivalent de la capacité des centrales à gaz actuellement en fonctionnement[9]. La rentabilité à long terme de certains de ces moyens n'est pas garantie en raison du développement des énergies renouvelables en France et en Europe, qui se poursuivra au-delà de 2025.

7. Prolongée en 2025.
8. Des installations supplémentaires de production au gaz pourraient également être installées à la place des centrales au charbon.
9. Ou 14 GW de nouvelles installations si les centrales au charbon sont fermées.

Toutes les variantes réalisées sur ce scénario confirment le diagnostic sur l'ordre de grandeur du nombre de réacteurs nucléaires à fermer pour atteindre l'objectif de 50 % du nucléaire dans la production d'électricité en 2025 : le nombre de réacteurs à fermer est compris entre 23 et 27. Dans tous les cas étudiés, des réacteurs n'ayant pas atteint 40 années de fonctionnement doivent être mis à l'arrêt.

L'atteinte de l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production d'électricité en 2025 conduit systématiquement à une augmentation des émissions de CO_2 du système électrique français ; ces dernières atteignent des niveaux compris entre 38 et 55 millions de tonnes de CO_2 par an en fonction des variantes. Cet effet est notamment dû au développement de nouvelles centrales à gaz et au maintien des centrales au charbon, dont la production augmente par rapport à la situation actuelle.

Ce scénario met en évidence la difficulté associée, à date, à une focalisation sur l'atteinte de l'objectif des 50 % de production nucléaire en 2025 dans l'examen de scénarios d'évolution du mix électrique français. Il renforce le besoin de disposer de scénarios élaborés sur un horizon de temps moins contraint.

SCÉNARIO OHM

Objectif fixé par la loi de réduire la part du nucléaire à 50 % de la production en 2025

*Principaux résultats et hypothèses à l'horizon **2025***

Renouvelables

Éolien terrestre : 30 GW (66 TWh)
Environ 10 500 éoliennes
Éolien en mer : 5 GW (16 TWh)
Environ 750 éoliennes

Photovoltaïque : 24 GW
(28 TWh)

Hydraulique : 26 GW
(64 TWh)

88 GW
187 TWh

Nucléaire

-22 GW
Diminution du parc correspondant au déclassement de 24 réacteurs «900 MW»*

41 GW
274 TWh

** hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim*

CO_2

22 €/t

42 Mt CO_2
émises par le système électrique

Hypothèses sur les prix des combustibles basées sur le scénario « Current policies » de l'AIE, prix exprimés en €2016

Bilan

Maintien des centrales au charbon
+ 11 GW de centrales au gaz

Analyse des variantes – résultats communs :
Déclassement de réacteurs nucléaires avant leur quatrième visite décennale
Augmentation des émissions de CO_2

2025-2035 : DES SCÉNARIOS CONTRASTÉS
POUR ACCOMPAGNER LES DÉCISIONS QUI CONSTRUISENT LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DE DEMAIN

L'horizon 2035 représente un bon compromis pour étudier la dynamique de transformation du système électrique sur le temps long, tout en évitant une vision purement prospective.

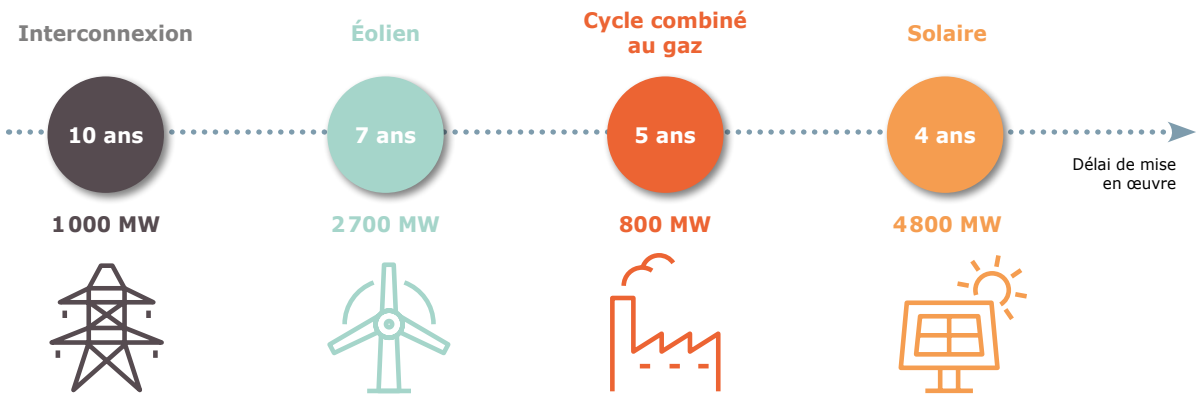
L'évolution du parc de production, des habitudes de consommation, ou des réseaux électriques obéit à des constantes de temps longues. Le déploiement de nouvelles installations, quelles qu'elles soient, constitue aujourd'hui pour tous les acteurs du secteur électrique un défi, notamment en ce qui concerne la durée des procédures d'autorisation. Les questions d'acceptabilité sont particulièrement importantes en France, par rapport à d'autres pays européens, et peuvent conduire à allonger ces délais.

Au-delà des questions relatives au développement des infrastructures en tant que telles, l'importance des capitaux à mobiliser pour les investissements dans le secteur électrique, la sensibilité des enjeux du secteur et la grande variété des acteurs qui y interviennent sont autant d'éléments qui conduisent à allonger ces délais.

De ce fait, il est communément admis que, dans le secteur électrique, il se produit un temps important entre le moment où se prennent les décisions d'investir dans de nouvelles infrastructures – qu'elles émanent des pouvoirs publics ou des acteurs privés – et celui où elles produisent leur effet.

Ainsi, contrairement aux horizons 2022-2025, **le système de 2035 sera le reflet des décisions qui seront prises aujourd'hui.**

Moyens à installer pour remplacer la production annuelle d'un réacteur nucléaire de 900 MW



Sur la base d'une utilisation pleine puissance toute l'année en tenant compte de la disponibilité moyenne

SCÉNARIO

AMPÈRE

Une réduction de la production nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables

*Principaux résultats et hypothèses à l'horizon **2035***

Consommation

Environ +2% de PIB par an
72,1 millions d'habitants
34,2 millions de ménages

700000 rénovations par an

15,6 millions de véhicules électriques

480 TWh

Renouvelables

Éolien terrestre : 52 GW (115 TWh)
Environ 14300 éoliennes
Éolien en mer : 15 GW (47 TWh)
Environ 2200 éoliennes

Photovoltaïque : 48 GW
(58 TWh)

Hydraulique : 26 GW
(68 TWh)

149 GW
314 TWh

Nucléaire

-14,5 GW
Diminution du parc correspondant au déclassement de 16 réacteurs «900 MW»*

48,5 GW
294 TWh

** hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim*

Europe

UE **Développement très soutenu des EnR : +327 GW**

D **Déclassement du parc charbon et lignite : -27 GW**

GB **Parc nucléaire : 4,5 GW**

Capacité à l'import : 27 GW

Capacité à l'export : 33 GW

TYNDP 2016, dates de mise en service prudentes

CO_2

108 €/t

12 Mt CO_2
émises par le système électrique

Hypothèses sur les prix des combustibles basées sur le scénario « 450 ppm » de l'AIE, prix exprimés en €2016

Bilan

Fermeture des centrales au charbon
Pas de nouveau moyen thermique supplémentaire
Objectif des 50% de nucléaire atteint en 2030
Réduction des émissions de CO_2

Analyse des variantes :
L'objectif des 50% est atteint en 2035 avec un développement moins soutenu des EnR
Les résultats sont cohérents du point de vue économique y compris dans le cas d'un développement moins volontariste des interconnexions

Principe

La réduction de la place du nucléaire dans la production d'électricité doit s'effectuer **sans nouveau moyen thermique en France.** Les décisions de fermeture des réacteurs nucléaires ne peuvent être prises que lorsque la production correspondant au développement des énergies renouvelables permet, en moyenne, de produire autant que les réacteurs concernés.

Cette transition peut être accompagnée par le développement de flexibilités (stockage, effacements de consommation, pilotage de la recharge des véhicules électriques, etc.).

Résultats

Le scénario permet une **diversification du mix forte et rapide. À l'horizon 2030, la cible des 50 % de production peut être atteinte pour le nucléaire,** tout comme l'objectif des 40 % de production pour les énergies renouvelables. En dix ans, 18 réacteurs nucléaires peuvent être fermés, tandis que la production d'origine renouvelable doit plus que tripler par rapport à aujourd'hui.

Le scénario peut être testé en prévoyant un développement toujours important mais moins rapide des énergies renouvelables (244 TWh de production en fin de période). **L'atteinte de l'objectif des 50 % est alors différée de cinq ans,** et la réduction de la part du nucléaire serait étalée sur 15 années plutôt que 10.

Il est techniquement possible de ne pas installer de nouvelle centrale thermique. Néanmoins, les variantes testées confirment que cela nécessite d'accroître la capacité d'interconnexions, de développer le potentiel d'effacements ou de modérer la consommation électrique. Si plusieurs de ces conditions ne sont pas remplies, le développement des flexibilités doit être poussé plus loin et/ou le rythme de déclassement du nucléaire doit être adapté.

Le scénario nécessite un développement effectif de la flexibilité du système électrique. Celle-ci peut reposer sur les effacements, le pilotage de la recharge des véhicules électriques, une flexibilité accrue du parc nucléaire, ou le stockage par batteries. Ces options seront en concurrence pour fournir au système ses besoins de flexibilité.

Au cours de la période, **la nature des risques sur la sécurité d'approvisionnement évolue.** D'une part, le système électrique devient plus sensible aux épisodes de vent faible durant les périodes de froid ; d'autre part, les périodes de tension sur le système deviennent plus fréquentes mais sont de moindre ampleur par rapport à la situation actuelle.

Le scénario nécessite des investissements importants sur toutes les composantes du système : la consommation (efficacité énergétique et électrification poussée, notamment dans le secteur des transports), le parc de production (développement des énergies renouvelables et prolongation d'une partie du parc nucléaire), et le réseau. Les analyses économiques **mettent en évidence la cohérence de tels investissements dans un contexte de prix important du CO_2.**

Le scénario permet au système électrique de contribuer à l'objectif de réduction des émissions de CO_2. Celles du parc électrique français sont divisées par deux par rapport aux émissions actuelles et s'établissent à 12 millions de tonnes en fin de période, tandis que l'analyse européenne montre que le parc électrique français permet d'éviter la production de 42 millions de tonnes à l'échelle de l'Europe.

Au cours de la période considérée, **le système électrique français serait de plus en plus exportateur,** sous l'effet d'un accroissement de la production d'origine renouvelable et contribue donc positivement à la balance commerciale. À l'horizon 2035, les évolutions des mix de production en France et en Europe renforcent les besoins de mutualisation entre pays sur le plan technique (pour gérer l'intermittence) et sur le plan économique (pour utiliser au mieux et au bénéfice de la collectivité le potentiel de production du parc électrique).

SCÉNARIO

HERTZ

Un développement de moyens thermiques pour diminuer plus rapidement la part du nucléaire sans augmenter les émissions de CO_2 du secteur électrique

*Principaux résultats et hypothèses à l'horizon **2035***

Consommation

Environ +2% de PIB par an
72,1 millions d'habitants
34,2 millions de ménages

700000 rénovations par an

15,6 millions de véhicules électriques

480 TWh

Renouvelables

Éolien terrestre : 40 GW (88 TWh)
Environ 11000 éoliennes
Éolien en mer : 10 GW (29 TWh)
Environ 1500 éoliennes

Photovoltaïque : 36 GW
(43 TWh)

Hydraulique : 26 GW
(65 TWh)

116 GW
243 TWh

Nucléaire

-24 GW
Diminution du parc correspondant au déclassement de 25 réacteurs «900 MW» et «1300 MW»*

39 GW
252 TWh

** hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim*

Europe

UE **Développement très soutenu des EnR : +327 GW**

D **Déclassement du parc charbon et lignite : -27 GW**

GB **Parc nucléaire : 4,5 GW**

Capacité à l'import : 22 GW

Capacité à l'export : 28 GW

SDDR 2016, dates de mise en service prudentes

CO_2

32 €/t

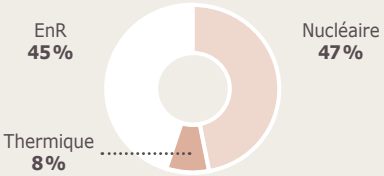
19 Mt CO_2
émises par le système électrique

Hypothèses sur les prix des combustibles basées sur le scénario « Current policies » de l'AIE, prix exprimés en €2016

Bilan

Fermeture des centrales au charbon
+10 GW de centrales au gaz
Objectif des 50% de nucléaire atteint en 2030
Émissions de CO_2 stables

Analyse des variantes :
L'objectif des 50% de nucléaire ne peut être atteint sans dégrader les émissions de CO_2 si le rythme de développement des EnR n'augmente pas par rapport à la situation actuelle



Principe

Le scénario repose sur un pilotage du mix vers l'objectif des 50 % de production nucléaire **dans le respect d'un plafond d'émissions de CO_2.**

Ce plafond correspond au niveau actuel des émissions du secteur électrique.

Résultats

Le scénario permet une **diversification du mix de production plus rapide.** La cible des 50 % de production nucléaire peut être atteinte en 2030. Par rapport à la variante du scénario *Ampère* basée sur un niveau de déploiement d'énergies renouvelables comparable (rythme PPE), le développement de nouvelles centrales au gaz permet de « gagner » cinq ans pour atteindre la cible, et conduit à déclasser davantage de réacteurs nucléaires (27 contre 18).

Les effacements de consommation se développent ; ils évitent la construction d'un volume encore plus important de nouvelles centrales au gaz.

Par construction, les émissions de CO_2 **demeurent proches de leur niveau actuel sur toute la période.**

Le pilotage du mix « par les émissions » ne constitue pas une contrainte très forte pour réguler le développement de centrales à gaz si le rythme de développement des énergies renouvelables s'accélère par rapport à aujourd'hui. En revanche, l'analyse de sensibilité réalisée pour étudier une configuration avec un développement des énergies renouvelables plus faible (calé sur le rythme historique) met en évidence que, dans ce cas de figure, le besoin en nouveaux moyens thermiques devient tel que le plafond d'émissions ne peut plus être respecté.

Les moyens thermiques peuvent donc constituer **un outil de la transition du secteur électrique** si son objectif porte prioritairement sur la part du nucléaire. Dans un scénario s'appuyant sur de nouveaux moyens thermiques, le développement des énergies renouvelables doit néanmoins être soutenu pour préserver le bénéfice environnemental lié à la fermeture des centrales au charbon.

Dans tous les cas de figure, **l'économie d'un développement important de centrales au gaz repose sur des bases fragiles.** Dans le cas d'une fermeture importante de réacteurs nucléaires, il existe un espace économique pour des centrales à gaz, mais cet espace n'est pas garanti à long terme avec la progression des énergies renouvelables en France comme à l'étranger. Construire des installations prévues pour fonctionner 40 années alors que leurs débouchés ne semblent assurés que sur une période limitée interroge sur le coût à long terme d'un tel mix de production. **De ce fait, le bilan des échanges avec les pays voisins demeure exportateur, mais faiblement.**

Ce scénario permet une meilleure diversification des risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement par rapport à aujourd'hui car il conduit à remplacer une partie du parc nucléaire par d'autres moyens commandables.

SCÉNARIO VOLT

Un développement soutenu des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle de l'Europe

*Principaux résultats et hypothèses à l'horizon **2035***

Consommation

+1,5% de PIB par an
69,2 millions de personnes
32,7 millions de ménages

500000 rénovations par an

8,3 millions de véhicules électriques

442 TWh

Renouvelables

Éolien terrestre : 40 GW (88 TWh)
Environ 11000 éoliennes
Éolien en mer : 10 GW (29 TWh)
Environ 1500 éoliennes

Photovoltaïque : 36 GW
(43 TWh)

Hydraulique : 26 GW
(65 TWh)

116 GW
243 TWh

Nucléaire

-8 GW
Diminution du parc correspondant au déclassement de 9 réacteurs «900 MW»*

55 GW
346 TWh

** hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim*

Europe

UE **Développement très soutenu des EnR : +231 GW**

D **Déclassement du parc charbon et lignite : -27 GW**

GB **Parc nucléaire : 4,5 GW**

Capacité à l'import : 27 GW

Capacité à l'export : 33 GW

TYNDP 2016, dates de mise en service prudentes

CO_2

32 €/t

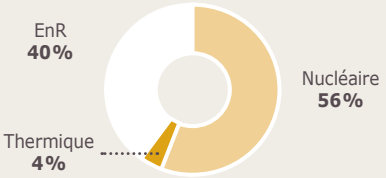
9 Mt CO_2
émises par le système électrique

Hypothèses sur les prix des combustibles basées sur le scénario « Current policies » de l'AIE, prix exprimés en €2016

Bilan

Fermeture des centrales au charbon
Pas de nouveau moyen thermique supplémentaire
Diminution de la part du nucléaire sans atteindre 50%
Réduction des émissions de CO_2

Analyse des variantes :
Les points d'équilibres sont modifiés mais demeurent cohérents en faisant varier les différents paramètres. Ceux qui ont le plus d'influence sur l'équilibre économique du scénario sont le prix du carbone et le développement des EnR en Europe.
Le développement du nucléaire hors de France a également un impact.



Principe

L'évolution du nucléaire français résulte d'arbitrages économiques, dans un contexte de développement significatif des énergies renouvelables. Les arbitrages économiques découlent des débouchés accessibles à l'ensemble de la production décarbonée sur les marchés européens de l'électricité.

Un croisement de nombreuses variantes visant à tester les débouchés physiques et économiques de la production d'électricité française compétitive sur les marchés est réalisé et permet de déterminer l'évolution de la part du nucléaire. Elle ne vise pas à atteindre un pourcentage fixé *ex ante* de production nucléaire dans le mix de production électrique.

Les différentes variantes testées **intègrent notamment les configurations défavorables pour la production décarbonée** afin de renforcer la robustesse de l'analyse : (i) retard dans le développement des interconnexions, (ii) faible prix du CO_2 et des combustibles, (iii) augmentation du volume des énergies renouvelables en France et dans les pays étrangers, (iv) augmentation de la production nucléaire en Grande-Bretagne, (v) maintien du parc charbon et lignite en Allemagne et des moyens thermiques en Italie et en Espagne.

Résultats

Le scénario permet une **diversification du mix, réelle mais plus progressive que dans les autres scénarios.** La fermeture d'environ neuf réacteurs est possible d'ici à 2035 sur des bases économiques. La part de la production nucléaire s'approcherait alors de 55 % et resterait majoritaire.

Il n'y a pas de renoncement aux choix publics de développer les énergies renouvelables : par rapport à aujourd'hui, la production éolienne et photovoltaïque est multipliée par cinq. L'objectif des 40 % est atteint à l'horizon 2035.

Il n'existe pas d'espace économique pour de nouvelles unités au gaz.

Les analyses permettent de montrer **qu'il existe des limites à un parc constitué d'énergies renouvelables et de nucléaire en France s'il est trop important.** Au-delà d'un certain seuil, « l'effet prix » associé à une production trop abondante en France l'emporte sur « l'effet volume », et dégrade la valeur économique de la balance commerciale.

A contrario, **une fermeture rapide de nombreux réacteurs nucléaires conduit à renoncer à des débouchés économiques certains.** Ces débouchés dépendent de l'évolution des parcs de production étrangers : là où le recours à la production thermique existe en complément des énergies renouvelables, l'espace économique pour la production d'origine renouvelable et nucléaire française existe si les interconnexions sont développées.

Du point de vue de l'économie générale du système électrique, **il est donc possible de fermer certains réacteurs nucléaires sur l'horizon d'étude** selon un rythme à définir et lié au prix du CO_2, au rythme effectif des interconnexions et au développement des énergies renouvelables en France.

La place du nucléaire prend son sens dans le cadre de complémentarités assumées entre États membres dans la construction de leur mix électrique. Le système français est fortement exportateur sur toute la période considérée, ce qui est la traduction mécanique de la compétitivité de ces énergies sur les marchés de l'électricité et contribue favorablement à la balance commerciale de la France.

Le scénario repose sur des capacités d'échange importantes avec les pays voisins de la France mais il n'est pas forcément indispensable de se placer dans la trajectoire de développement des interconnexions la plus volontariste : l'analyse des variantes montre qu'une trajectoire d'interconnexions médiane, qui correspond à celle du dernier Schéma décennal de développement du réseau mais qui retient des dates de mise en service prudentes, n'empêche pas la réalisation de ce scénario. **Sur le plan économique, il semble néanmoins logique de s'appuyer sur la trajectoire d'interconnexions haute retenue dans le Bilan prévisionnel dans la mesure où la France se dote de moyens de production lui permettant d'exporter beaucoup et souvent.**

Ce scénario est **le plus performant du point de vue des émissions de CO_2.** Les émissions du mix électrique français sont diminuées de plus de 60 % par rapport à la situation actuelle et s'établissent à 9 millions de tonnes en fin de période. Au niveau européen, le parc français permet d'éviter la production d'émissions de CO_2 européenne à hauteur de 53 millions de tonnes.

L'économie du scénario repose, comme dans le scénario *Ampère*, sur des investissements importants dans toutes les composantes du système électrique, notamment sur le parc de production. L'hypothèse sur le prix du CO_2 est déterminante : une valeur d'environ 30 €/tCO_2 permet d'assurer l'équilibre, tandis qu'une valeur plus basse est problématique. Les choix énergétiques des pays voisins sont également déterminants, ainsi une forte augmentation de la production nucléaire en Grande-Bretagne réduirait les débouchés pour le nucléaire français.

La sécurité d'alimentation française est assurée et demeure largement tributaire de la performance du parc nucléaire. Les moyens de stockage ou les possibilités de modulation de la consommation permettant de gérer les situations de « surplus » de production électrique bon marché présentent un fort intérêt économique pour assurer l'équilibre en temps réel du système électrique français, majoritairement composé de moyens peu flexibles (énergies renouvelables intermittentes et nucléaire).

SCÉNARIO WATT

Un déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement

*Principaux résultats et hypothèses à l'horizon **2035***

Consommation

+1,5% de PIB par an
69,2 millions de personnes
32,7 millions de ménages

500000 rénovations par an

5,5 millions de véhicules électriques

410 TWh

Renouvelables

Éolien terrestre : 52 GW (115 TWh)
Environ 14300 éoliennes
Éolien en mer : 15 GW (47 TWh)
Environ 2200 éoliennes

Photovoltaïque : 48 GW
(58 TWh)

Hydraulique : 28 GW
(68 TWh)

150 GW
314 TWh

Nucléaire

-55 GW
Diminution du parc correspondant au déclassement de 52 réacteurs*

8 GW
48 TWh

** hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim*

Europe

UE **Développement très soutenu des EnR : +327 GW**

D **Déclassement du parc charbon et lignite : -27 GW**

GB **Parc nucléaire : 4,5 GW**

Capacité à l'import : 22 GW

Capacité à l'export : 28 GW

SDDR 2016, dates de mise en service prudentes

CO_2

108 €/t

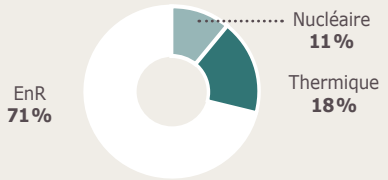
32 Mt CO_2
émises par le système électrique

Hypothèses sur les prix des combustibles basées sur le scénario « 450 » de l'AIE, prix exprimés en €2016

Bilan

Fermeture des centrales au charbon
+21 GW de centrales au gaz
Augmentation de la part des EnR pour atteindre 70% de la production
Augmentation des émissions de CO_2

Analyse des variantes :
La réalisation du scénario repose sur une diminution importante de la consommation et un développement soutenu des EnR



Principe

La conception de certains matériels et équipements des réacteurs nucléaires en service en France a été réalisée en prenant comme hypothèse une durée de fonctionnement de 40 ans. L'expérience internationale suggère qu'il est possible d'augmenter la durée de vie des réacteurs, et l'exploitant du parc nucléaire a annoncé son intention de prolonger la durée de vie d'au moins dix ans. Néanmoins, les conditions de cette prolongation, qui nécessitera des travaux sur chaque site, ne sont pas encore connues, et l'Autorité de sûreté nucléaire a annoncé récemment repousser de deux ans ses orientations génériques sur la prolongation du premier palier de réacteurs (palier « 900 MW »).

Ce scénario permet donc d'étudier les conséquences d'une non-prolongation de l'autorisation d'exploitation des réacteurs. Il est assis sur l'hypothèse d'une **fermeture de chaque réacteur après 40 ans de fonctionnement.**

La nécessité de se passer très rapidement de groupes nucléaires pose la question des technologies disponibles pour assurer la transition.

Résultats

Il s'agit d'un scénario de rupture : **la production issue des énergies renouvelables s'établit à 70 % du mix de production en 2035.** Bien qu'en forte croissance (314 TWh en 2035), cette production est insuffisante en volume pour couvrir la diminution de la production nucléaire sur la même période (de l'ordre de 350 TWh correspondant à la fermeture des 54 réacteurs ayant atteint 40 ans de fonctionnement).

En l'état actuel des technologies, **le scénario ne pourrait pas être conduit sans l'installation massive de nouveaux moyens thermiques** (de l'ordre du double de la capacité des cycles combinés au gaz actuellement en fonctionnement). Si les besoins sont très importants, la rentabilité à long terme de certaines de ces nouvelles installations sur les marchés de l'électricité européens n'est pas assurée dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables.

L'équilibre du scénario existe, et repose sur une combinaison volontariste de mesures en faveur du développement des énergies renouvelables et de la baisse de la consommation d'électricité à l'horizon 2035. Si l'une de ces conditions n'est pas remplie, les besoins thermiques s'accroissent et les émissions de CO_2 augmentent de manière importante.

A contrario, il serait possible d'installer un volume d'énergies renouvelables plus important que dans le cas de base. **L'analyse révèle en effet qu'il existe un espace économique pour un déploiement d'énergies renouvelables supérieur aux objectifs les plus ambitieux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie** prolongés jusqu'en 2035. Dans ce scénario, les questions d'acceptabilité du développement des énergies renouvelables se posent de manière encore plus forte par rapport aux autres scénarios.

Les émissions de CO_2 ne peuvent diminuer avec les technologies actuelles dans un tel scénario ; elles s'établissent alors à 32 millions de tonnes en fin de période, ce qui correspond à une augmentation modérée par rapport au niveau actuel des émissions du système électrique. Néanmoins, ce chiffre reste faible par rapport à celui observé dans d'autres pays. Les variantes basées sur une consommation supérieure ou un développement des énergies renouvelables moindre peuvent conduire à des niveaux largement supérieurs, ce qui confirme *a contrario* l'importance des hypothèses initiales dans ce scénario.

Le système électrique français maintient un solde exportateur dans le cas de base, mais **la France peut devenir importatrice nette dans certaines variantes, notamment celle basée sur la trajectoire haute de consommation élaborée par RTE.** Dans tous les cas de figure, le solde exportateur est largement inférieur aux niveaux actuels malgré l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et ses voisins.

Enfin, dans ce scénario, **le maintien de la sécurité d'approvisionnement représente un véritable enjeu, et repose sur tous les leviers envisageables.** Il existe ainsi un espace pour le développement de l'effacement, du stockage par batteries ou barrage hydraulique, ou le pilotage en temps réel de la charge des véhicules électriques. Ces leviers et les nouvelles centrales thermiques sont complémentaires et non pas rivaux ; ils contribuent au passage des pointes de consommation, ou à la gestion de l'intermittence des renouvelables. Sur le plan technique, des questions sur l'inertie du système électrique apparaissent : elles doivent être instruites pour identifier les solutions qui permettent d'y répondre.

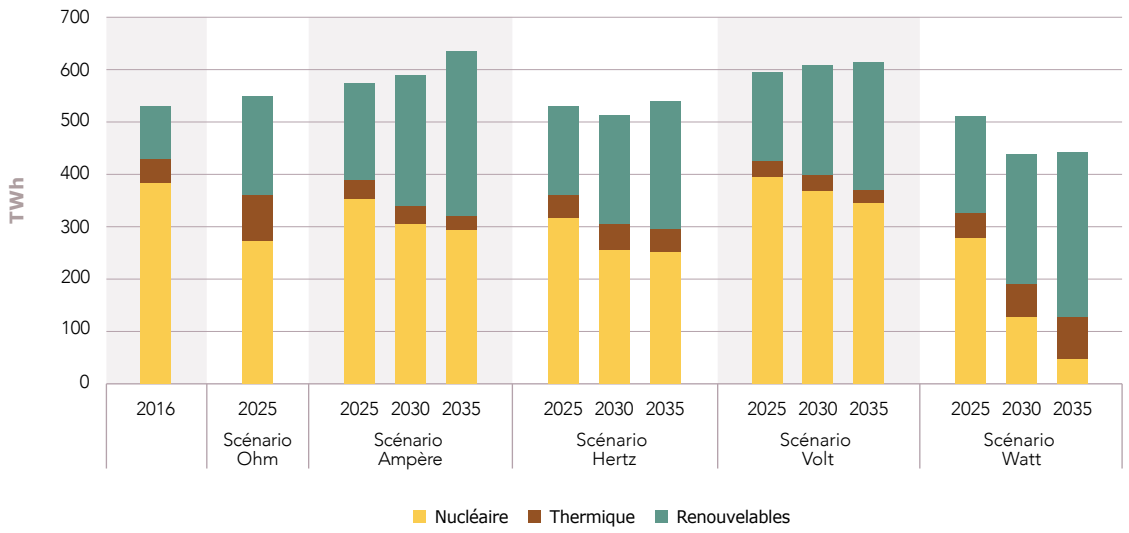
DES OPTIONS « SANS REGRET »
COMMUNES À TOUS LES SCÉNARIOS SE DÉGAGENT

Une diversification réelle du mix électrique français est possible avant 2035

Les scénarios du Bilan prévisionnel envisagent des avenirs contrastés mais conduisent tous à une augmentation prononcée de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

En particulier, les quatre scénarios à l'horizon 2035 atteignent systématiquement l'objectif de 40 % de production d'électricité à base d'énergies renouvelables.

Production annuelle moyenne du parc français



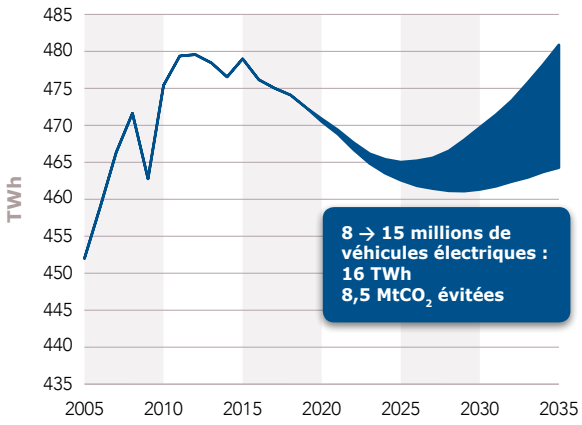
La diminution de la consommation d'électricité facilite la diversification du mix électrique et permet de dégager des marges de manœuvre en matière de sécurité d'approvisionnement

La consommation, et notamment la consommation de pointe, conditionne très largement l'éventail des possibilités. De manière générale, **la baisse de la consommation apparaît comme le complément nécessaire à la réduction de la part du nucléaire.** Plus le rythme souhaité pour celle-ci est important, plus le rythme de diminution de la consommation électrique devra être rapide et contraignant – sauf à être capable de développer les énergies renouvelables à un rythme considérable.

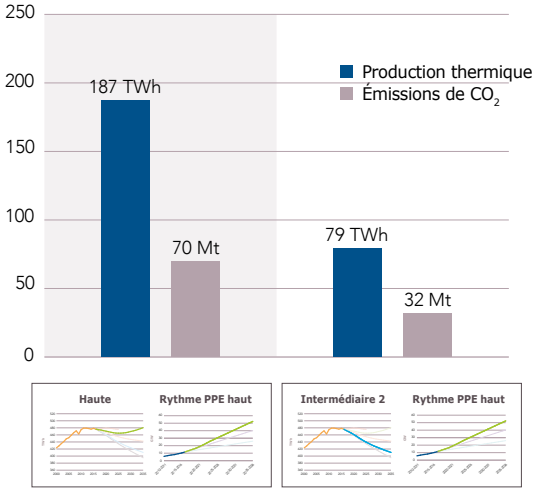
Par ailleurs, la perspective de réduction de la consommation d'électricité dans les usages dits spécifiques de l'électricité[10], c'est-à-dire dans les équipements qui ne peuvent fonctionner avec aucune autre forme d'énergie, facilite le développement de nouveaux usages électriques. À titre d'exemple, la trajectoire haute de consommation construite par RTE affiche une stabilité entre la consommation actuelle et celle de 2035, mais en y intégrant un développement des véhicules électriques très ambitieux (15 millions de véhicules électriques). **Elle illustre donc les marges de manœuvre concrètes offertes par les investissements dans l'efficacité énergétique : l'apparente stabilité reflète en pratique un effet de « vases communicants » entre des usages électriques historiques et de nouveaux usages.**

Opportunités offertes par une baisse de la consommation (exemples)

→ **Exemple « générique » :**
augmenter les transferts d'usage sans accroître la consommation totale d'électricité par rapport à la situation actuelle – illustration avec les véhicules électriques



→ **Exemple « pour un scénario » :**
limiter les émissions de CO_2 en cas de déclassement massif du parc nucléaire

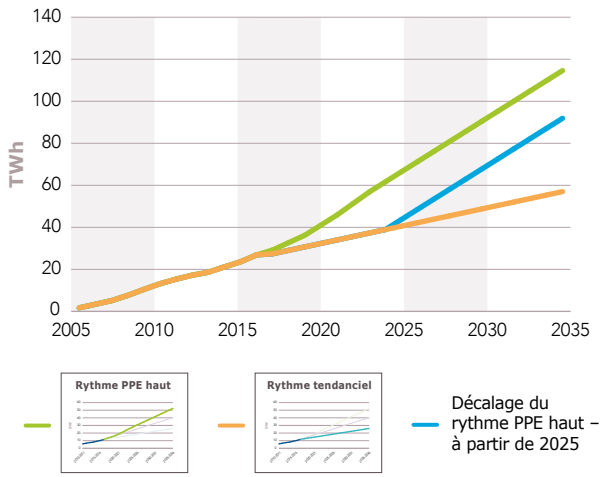


10. Éclairage, TIC, produits blancs (lave-linge, sèche-linge, réfrigérateur, lave-vaisselle, etc.).

Un rythme de déploiement élevé des énergies renouvelables permet d'accélérer la diversification

L'inflexion du rythme de déploiement des énergies renouvelables en France est cruciale pour parvenir à une réelle diversification du mix de production électrique. Considéré par rapport à d'autres pays européens, le rythme des trajectoires médiane et haute, basé sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie, est accessible. Par rapport aux performances historiques du système français, ces trajectoires doivent être qualifiées d'ambitieuses.

Impact d'un retard sur le développement de l'éolien terrestre



Dans certaines configurations, **le développement des énergies renouvelables peut « naturellement » atteindre, voire dépasser, les trajectoires basées sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie.** Ce développement « économique » des énergies renouvelables dépend notamment d'un prix du CO_2 élevé et varie selon les filières considérées.

Dans tous les cas de figure, la question de **l'acceptabilité de ces installations constituera un facteur crucial pour la conduite de la transition énergétique. Elle prend le pas sur les considérations de nature technique ou économique.** Ce point a été identifié par le Gouvernement, qui a lancé plusieurs initiatives d'ordre législatif ou technique pour avancer sur cette question.

Le déclassement de certains réacteurs nucléaires est possible si une visibilité est donnée sur la trajectoire et que des jalons spécifiques sont respectés

Quel que soit le scénario retenu à l'horizon 2035, **le déclassement de réacteurs nucléaires entre 2020 et 2035 est envisageable.**

Sur le plan technique, il peut être réalisé en maintenant le niveau de sécurité d'approvisionnement pourvu que des jalons spécifiques soient respectés. Les trajectoires de déclassement peuvent être étalée (scénario *Volt*), exigeante (scénario *Ampère*), rapide (scénario *Hertz*) ou brutale (scénarios *Watt* et *Ohm*).

Sur le plan économique, l'étude identifie :

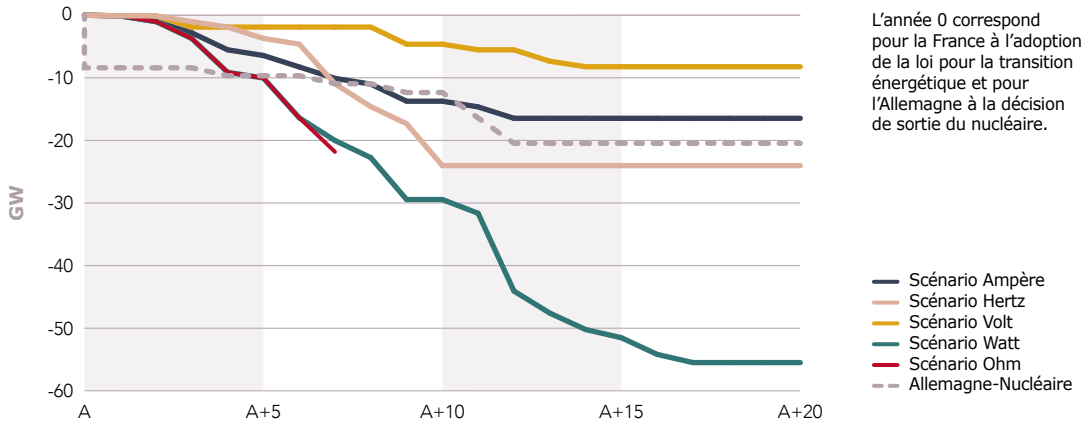
- une limite haute au dimensionnement du parc. Cette limite apparaît, en 2035, inférieure au plafond légal de 63 GW si les énergies renouvelables sont développées (l'effet de la production à faible coût variable – nucléaire ou renouvelable – sur la balance commerciale s'inverse au-delà d'un certain seuil, qui dépend prioritairement du prix du CO_2 et du développement des moyens de production décarbonés en France et à l'étranger).
- un coût certain à fermer des réacteurs s'ils ne peuvent être remplacés par des énergies renouvelables (pour toutes les autres installations, la concurrence des énergies renouvelables à l'échelle européenne conduit à des débouchés potentiellement plus faibles, surtout à partir de 2030, et donc à des problèmes de rentabilité).

Le déclassement rapide de réacteurs nucléaires nécessite un pilotage spécifique

Les différents scénarios basés sur un déclassement rapide de réacteurs nucléaires (à des degrés variés) conduisent à des évolutions sans précédent dans le mix électrique français (depuis la construction du parc nucléaire). **Elles nécessitent un pilotage spécifique pour accompagner la fermeture des réacteurs nucléaires** et le développement des autres filières pour maintenir le niveau de sécurité d'alimentation des Français. Ce point a été pointé dans le rapport accompagnant la Programmation pluriannuelle de l'énergie d'octobre 2016.

Le comparatif avec les autres pays européens est éclairant : les rythmes des scénarios *Hertz*, *Watt* et *Ohm* sont plus rapides que la politique mise en place par l'Allemagne en 2011, alors que cette dernière dispose d'un parc charbon conséquent (contrairement à la France). Par ailleurs, l'Allemagne – comme les autres pays ayant fait le choix de sortir du nucléaire – a mis en œuvre un pilotage spécifique de cette évolution.

Rythme de réduction de la capacité nucléaire installée dans les différents scénarios et en Allemagne



Le développement des interconnexions est un complément nécessaire à toute stratégie de diversification du mix électrique

La trajectoire de développement des interconnexions médiane correspondant au Schéma de développement du réseau est justifiée économiquement dans tous les scénarios étudiés dans le Bilan prévisionnel. Elle permet d'accompagner la transition énergétique en facilitant les échanges d'électricité ; en pratique, elle permet d'assurer une meilleure valorisation des capacités de production renouvelables développées au sein du système électrique français et de garantir que la France est effectivement en mesure d'importer de l'électricité lors des périodes de tension du système électrique.

Dans tous les cas, **les dépenses pour les interconnexions ne sont pas prépondérantes dans l'analyse économique des scénarios** (même dans ceux pour lesquels se justifie une trajectoire volontariste de développement des interconnexions). Les sommes à investir dans le parc ou l'efficacité énergétique les dominent très largement.

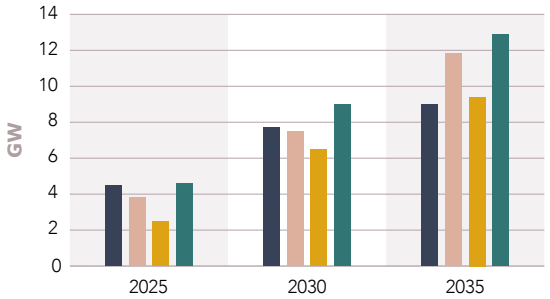
L'autoconsommation individuelle se développe dans tous les scénarios

Pour la première fois, le Bilan prévisionnel comprend une modélisation du développement diffus du photovoltaïque et des batteries, sous l'effet des décisions des particuliers, d'un ensemble de consommateurs ou de collectivités. L'objectif est de rendre compte d'une nouvelle dynamique dans la prise de décisions pour les investissements dans le secteur énergétique laissant place à des circuits courts, définis localement entre la production et l'approvisionnement en électricité.

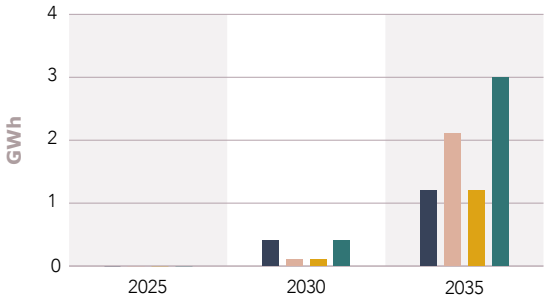
Dans tous les scénarios, il existe un espace économique pour un développement significatif du photovoltaïque sur toiture dans le cadre de l'autoconsommation. Le volume moyen se monterait à 10 GW, soit 3,8 millions de foyers, et varie selon les scénarios et les variantes envisagées. Ce développement pourrait être accompagné de celui du stockage diffus, notamment si les batteries sont mobilisées de manière plus large dans le cadre du fonctionnement du système électrique.

Cette dynamique serait accentuée par la mise en œuvre d'opérations d'autoproduction à l'échelle de quartiers ou de zones industrielles.

Évolutions des capacités en panneaux photovoltaïques installées à des fins d'autoconsommation individuelle résidentielle

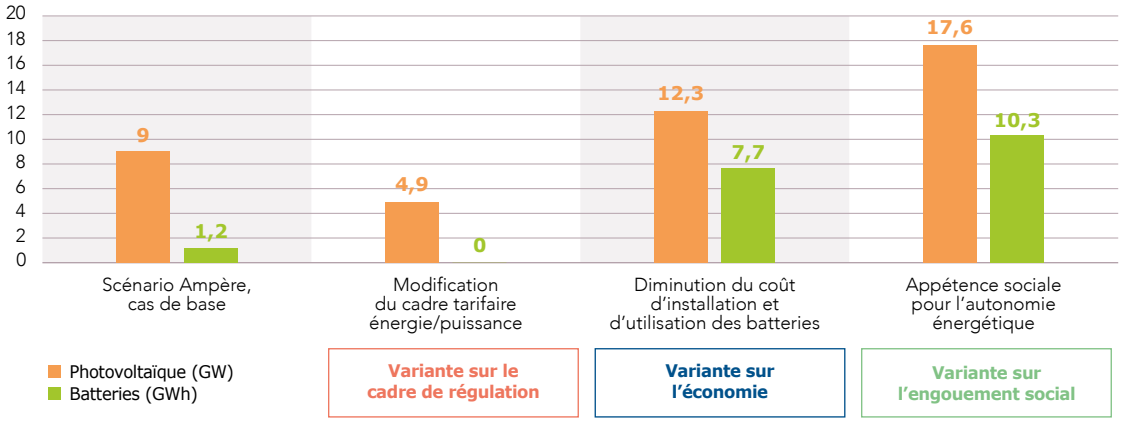


Évolutions des capacités de stockage par batterie installées à des fins d'autoconsommation individuelle résidentielle



Scénario Ampère ■ Scénario Hertz ■ Scénario Volt ■ Scénario Watt

Capacités des installations d'autoconsommation individuelle à horizon 2035 dans le scénario *Ampère* selon différentes variantes



Les besoins de modulation du système électrique augmentent

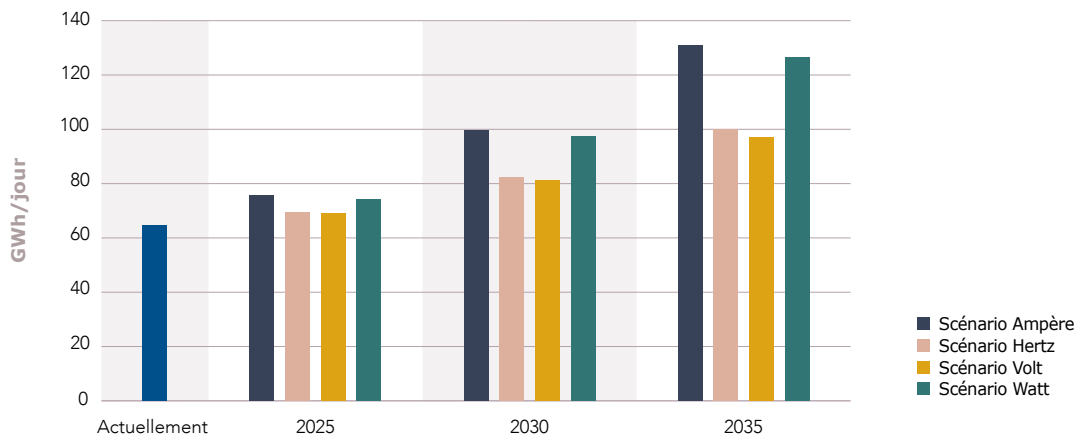
Aujourd'hui, les formes de flexibilité présentant le plus d'intérêt pour le système électrique français sont celles qui permettent de traiter les pointes de consommation hivernales. Ces événements sont ponctuels, et peuvent être anticipés la veille pour le lendemain. **L'effacement de consommation est une solution intéressante à mobiliser pour traiter ce type d'événement, à condition de présenter des performances adéquates en matière de fiabilité.**

Cet intérêt ne disparaîtra pas demain : le développement de l'effacement peut éviter la construction de nouvelles centrales thermiques dont les perspectives de fonctionnement seraient réduites.

Les besoins de flexibilité évoluent pourtant, en intensité et en nature. Les scénarios du Bilan prévisionnel décrivent tous un développement important de la production éolienne et photovoltaïque : cette perspective s'accompagne d'un nouveau besoin de flexibilités pour équilibrer la demande résiduelle, c'est-à-dire la consommation à alimenter une fois déduite la production renouvelable. Avec une forte pénétration de l'éolien et du photovoltaïque, les indicateurs de variabilité de la consommation résiduelle augmentent de manière significative (au cours d'une journée ou au cours d'une semaine).

Pour traiter ces événements, la réflexion sur la flexibilité ne doit pas être restreinte à la seule question de l'effacement, mais doit embrasser de manière large tout l'éventail des solutions possibles.

Évolution des besoins de flexibilité – exemple du volume d'énergie « déplacée » par jour pour répondre aux besoins du système électrique



De nouvelles formes de flexibilité trouvent leur place dans le mix électrique

Dans plusieurs scénarios, le développement de l'éolien et du solaire conduit à des périodes d'abondance de production à bas coûts. Cette production peut ne pas trouver de débouchés si la demande est basse (l'été ou en heures creuses).

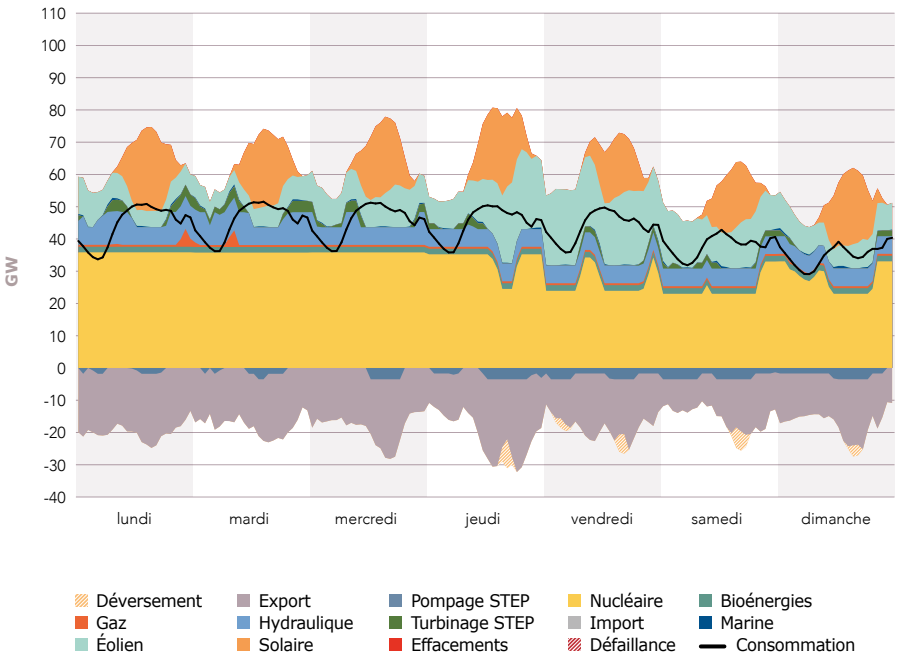
Pour gérer ces situations, **le développement de nouvelles formes de modulation de charge présente un intérêt, qui permet de tirer le meilleur parti de la production existante à coût variable nul** (éolien et solaire) et d'exploiter le parc nucléaire de la façon la plus économique possible.

Le développement du stockage a été pris en compte et émerge dans certaines situations, sans qu'il ne constitue une révolution à ce stade. L'évolution des coûts de ces technologies pourrait conduire à accroître leur espace économique.

D'autres technologies émergentes pourraient à terme prendre leur place pour répondre à ce type de besoins. En particulier la place de l'hydrogène à travers le *power-to-gas* nécessitera d'être étudiée.

L'analyse du mix de ces flexibilités dans les nouveaux scénarios pourra s'appuyer sur les méthodologies développées pour les travaux de RTE et de l'ADEME sur les réseaux électriques intelligents en juillet 2017.

Production française au cours d'une semaine estivale – 2035 – *scénario Volt*



- Le nucléaire doit moduler, pour tenir compte de la production d'origine éolienne et solaire
- Malgré ce potentiel de modulation, certaines heures sont caractérisées par un surplus de production. Des épisodes de «déversement» apparaissent (cela veut dire que la production ne trouve pas de débouchés)
- En été dans le cas général, il n'y a pas de production thermique : le mix est 100 % EnR-nucléaire

DES POINTS D'ATTENTION
SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Les pointes de consommation durant les vagues de froid demeurent le facteur de risque principal pour le système mais se raréfient

Aujourd'hui, **le système électrique est particulièrement sollicité pendant les périodes de grand froid.** Les besoins de chauffe peuvent alors être importants et conduire à une augmentation significative de la puissance appelée pour couvrir la consommation d'électricité pendant ces périodes. Néanmoins, après une forte augmentation durant la décennie 2000-2010, la pointe de consommation a depuis tendance à stagner.

Pour la période 2020-2035, les quatre trajectoires de puissances à la pointe devraient globalement suivre les perspectives d'évolution de la consommation électrique en énergie, bien que de façon légèrement moins marquée.

En dépit de cette évolution, l'élément dimensionnant pour le système électrique demeure une vague de froid, y compris lorsque la part des énergies renouvelables dans le mix de production croît significativement.

Les puissances exceptionnelles – de l'ordre du pic « historique » atteint en février 2012 – devraient devenir de plus en plus rares, sous réserve que les actions de maîtrise de la pointe continuent d'être suivies.

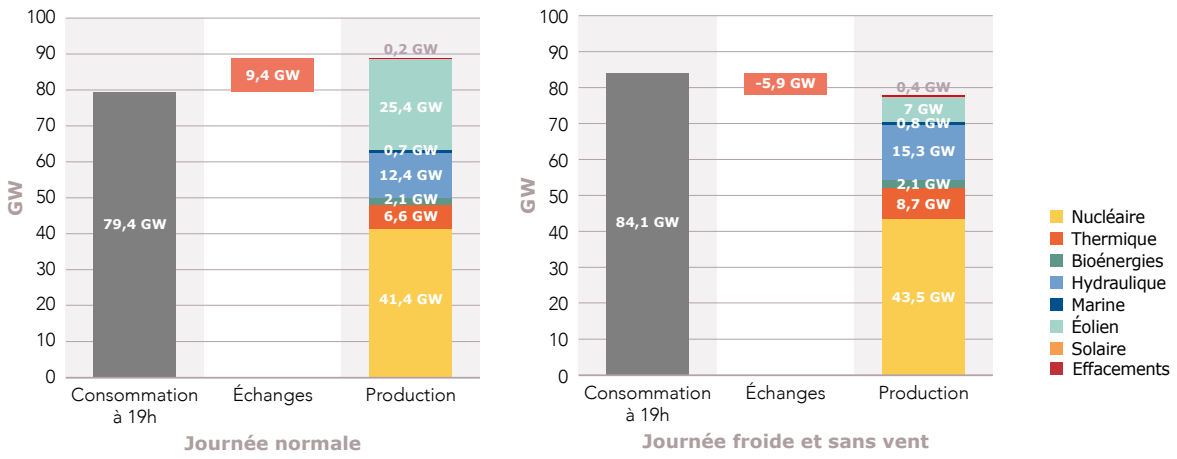
Le diagnostic sur la nécessité de disposer d'un parc de production adapté à la gestion des épisodes de pointe exceptionnelle peut donc être nuancé. Il s'agit d'un élément important de l'analyse du Bilan prévisionnel ; il fait écho aux travaux sur le critère de sécurité d'approvisionnement en électricité prévus par la Programmation pluriannuelle de l'énergie et pour lesquels une mission du Commissariat général de l'environnement et du développement durable a été diligentée.

Les risques en matière de sécurité d'approvisionnement évoluent progressivement

Les scénarios qui comportent le plus fort développement de l'éolien et du solaire ne présentent plus le même profil d'exposition au risque qu'aujourd'hui : **les épisodes de tension pourront durer moins longtemps et concerner des volumes d'énergie moins importants, mais ils pourront intervenir plus souvent, et notamment en dehors des périodes hivernales.** La nature du risque évolue ainsi de manière générique.

Les facteurs de risque sur la consommation et les épisodes de vent faible peuvent se trouver en partie corrélés. Cette caractéristique produit des effets plus marqués dans les scénarios *Ampère* et *Watt*, qui reposent davantage sur l'éolien. Ceci devra faire l'objet de travaux complémentaires, dans le cadre d'une étude plus générale sur la résilience des scénarios en fonction de l'ampleur du changement climatique.

Production, consommation et échanges d'électricité lors des pointes hivernales – vision moyenne – 2035 – *scénario Ampère*



La disponibilité du nucléaire demeure un facteur-clé pour la sécurité d'approvisionnement

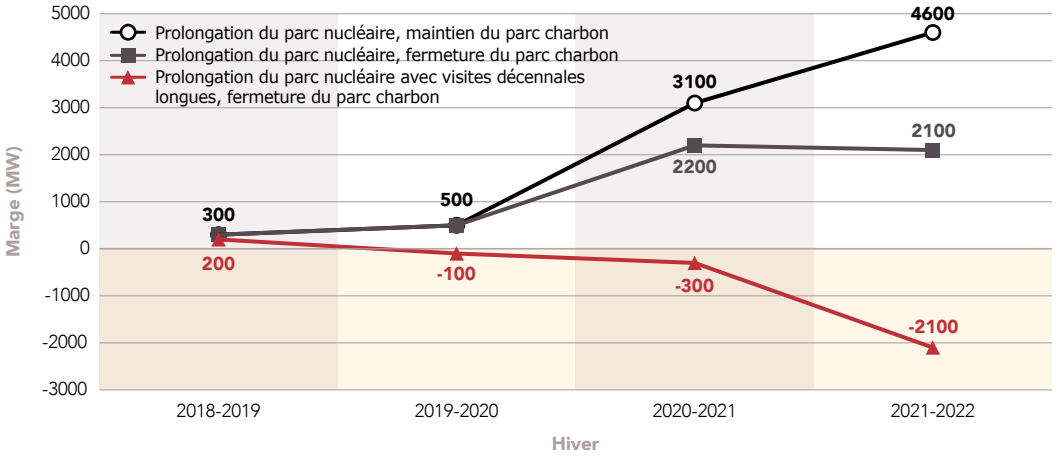
Dans la majorité des scénarios étudiés, le nucléaire continue de représenter une part significative du mix de production en France. Sa performance (disponibilité, durée d'arrêt) demeure donc un facteur important pour l'approvisionnement en électricité. **Le système électrique demeure sensible à des épisodes d'indisponibilité longue et simultanée de plusieurs réacteurs nucléaires durant l'hiver.**

Pour être prolongés au-delà de 40 ans de fonctionnement, les réacteurs concernés devront être arrêtés pour réaliser les travaux leur permettant de passer leur quatrième visite décennale et de disposer d'une nouvelle autorisation d'exploitation.

Une attention particulière devra porter sur la durée de ces arrêts. Les analyses de sensibilité réalisées par RTE sur la période 2018-2022 ont mis en évidence l'impact en matière de sécurité d'approvisionnement d'un arrêt de 12 mois, qui conduirait à l'indisponibilité de ces réacteurs nucléaires pendant l'hiver.

L'Autorité de sûreté nucléaire remettra en 2021 des orientations génériques sur la prolongation des réacteurs nucléaires du palier «900 MW», qui permettront d'affiner le diagnostic. **D'ici là, le diagnostic en matière de sécurité d'approvisionnement demeurera soumis à certaines incertitudes.**

Évaluation de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement
d'un arrêt de 12 mois pour la prolongation des réacteurs nucléaires



Le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté lorsque les courbes se situent dans la partie supérieure ou égale à 0

DES ÉQUILIBRES ÉCONOMIQUES
ÉVALUÉS AU REGARD DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE ET DE L'ÉVOLUTION DU MIX EUROPÉEN

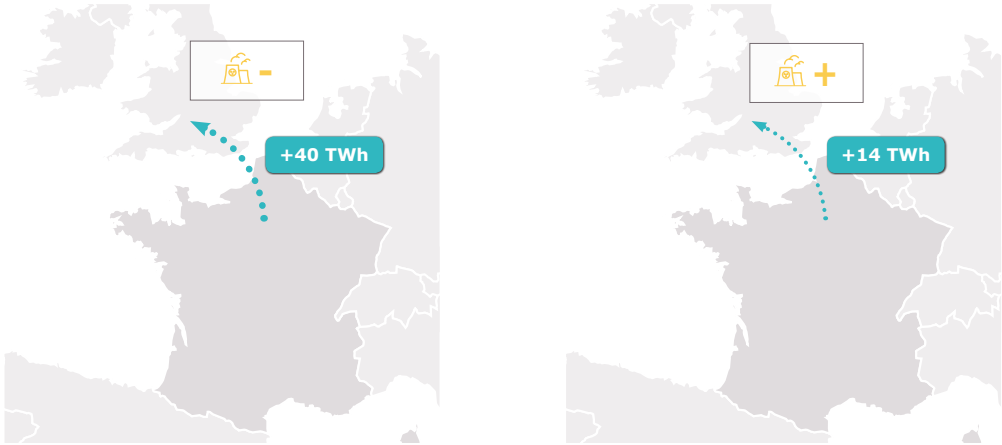
Les politiques énergétiques des pays voisins de la France ont un impact sur les marchés de l'électricité et les débouchés économiques du parc de production français

Aujourd'hui, **la France occupe une situation singulière en Europe du fait de la structure de son parc de production.** D'une part, la prévalence du nucléaire signifie qu'une partie importante du mix est caractérisée par des coûts variables faibles, ce qui conduit à une situation fortement exportatrice. D'autre part, la France n'est pas en situation de surcapacité, contrairement à plusieurs pays européens, lors des pointes de consommation.

Deux des options explorées dans les scénarios conduisent à accentuer cette caractéristique : dans les scénarios *Ampère* et *Volt*, les volumes d'électricité produits par les énergies renouvelables et le nucléaire en France augmentent. **L'analyse montre que des débouchés existent en Europe l'essentiel du temps pour ces volumes, et que des soldes exportateurs très supérieurs à aujourd'hui peuvent être atteints.**

Ces débouchés ne sont pourtant pas infinis. Entre 2030 et 2035, le potentiel exportateur peut se heurter à des limites en fonction du rythme de pénétration des énergies renouvelables dans les pays voisins, ou du nucléaire dans le cas de la Grande-Bretagne. Ces limites apparaissent essentiellement l'été, et pour les configurations les plus exportatrices. **Dans ce type de scénarios, les choix énergétiques des pays voisins de la France bornent les projections possibles sur le volume d'exports.**

Échanges d'électricité en fonction de l'évolution du parc nucléaire en Grande-Bretagne - *scénario Volt*



Les scénarios comprenant une forte diminution de la part nucléaire conduiront à s'appuyer davantage sur nos voisins

Les autres scénarios conduisent à une diminution rapide de la production nucléaire (scénarios *Hertz*, *Watt* et *Ohm*), qui ne peut être totalement «compensée» par une production d'origine renouvelable. **Dans ce type de scénarios, les choix énergétiques des pays voisins de la France ont un impact direct sur la rentabilité du parc de production français.**

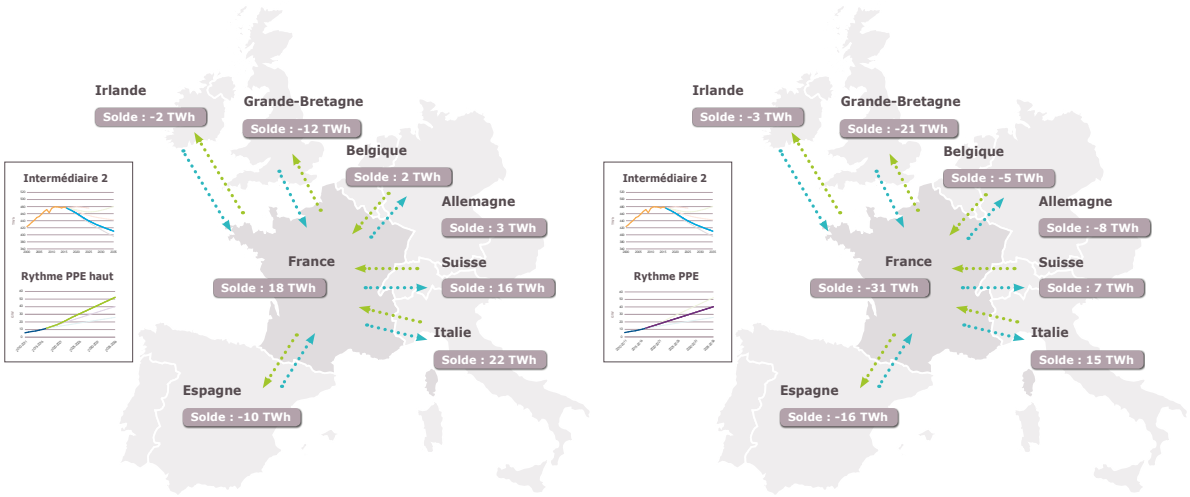
La diminution très rapide de la part du nucléaire pourrait, dans un premier temps, être facilitée par les surcapacités existantes en Europe. Elle serait, dans un second temps, conditionnée à la mise en service de nouvelles installations au gaz en France. Néanmoins, leur rentabilité en France sur le long terme n'est pas garantie dans le cadre d'une dynamique de développement très important des énergies renouvelables en Europe.

Dans ces scénarios, l'évolution des politiques énergétiques des pays européens a donc des impacts importants sur les besoins d'investissements en France. Les variantes permettent d'appréhender de premiers ordres de grandeur et pourront faire l'objet d'approfondissements dans le cadre de la concertation.

Les scénarios *Hertz*, *Watt* et *Ohm* conduisent à une diminution des exports, voire dans certaines variantes à des situations où la France deviendrait importatrice nette malgré la mise en service de nouvelles installations au gaz dans le système électrique français. Cet effet est notamment dû au fort développement des énergies renouvelables en Europe, qui conditionne très largement la rentabilité du parc de production français.

Accompagner la diminution de la production nucléaire (quel que soit le rythme choisi) par une progression de la production d'origine renouvelable permet de maintenir le volume d'export. Ceci revient à faire baisser le poids dans le mix d'une production à coût variable faible (le nucléaire) au profit d'une production à coût variable nul (l'éolien et le solaire) – un mouvement qui ne dépend pas des décisions prises dans les autres pays.

Comparaison des échanges d'électricité entre la France et les pays qui y sont interconnectés en fonction du développement des énergies renouvelables en France



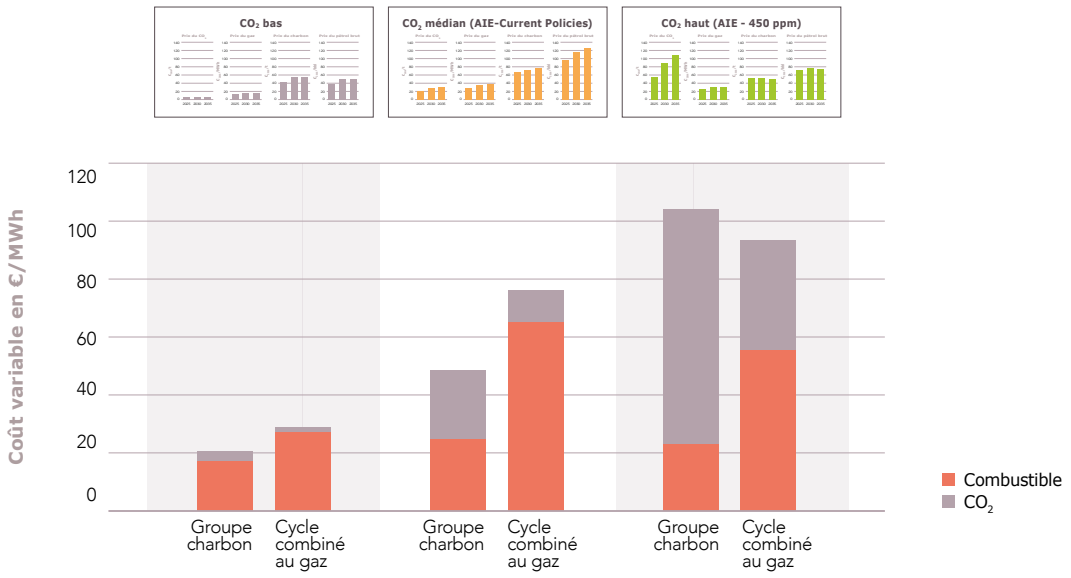
Le prix du CO_2 influence fortement l'analyse économique des scénarios

Dans les scénarios étudiés, **le prix des combustibles et du CO_2 n'a qu'une influence de second ordre sur le bilan physique des échanges d'électricité entre la France et ses voisins.** Ce paramètre influence principalement la compétitivité relative des filières gaz et charbon, et ne porte donc que sur une part faible du parc de production français à l'horizon 2025-2035.

En revanche, **le prix du CO_2 a une influence sur la valeur économique de ces échanges d'électricité, et sur les conditions du financement du parc de production.** Les scénarios prévoient tous des investissements importants dans les énergies renouvelables, qui sont facilités par une augmentation des prix du carbone.

Les variantes réalisées sur plusieurs scénarios du Bilan prévisionnel permettent d'analyser les points de bascule sur les échanges d'électricité à l'échelle européenne et les émissions du système électrique européen en fonction des trajectoires retenues pour les prix du CO_2. **Elles confirment l'analyse selon laquelle une réduction significative des émissions pourrait être atteinte à partir de 30 € par tonne.**

Hypothèses d'interclassement des centrales charbon et des cycles combinés au gaz (de technologies récentes) selon les scénarios en 2035



DES IMPACTS DIFFÉRENCIÉS
SUR LES ÉMISSIONS DE CO_2 DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Il existe encore des marges de manœuvre pour réduire les émissions du système électrique français

Aujourd'hui, le système électrique français est déjà largement décarboné, en niveau absolu (moins de 10 % des émissions de carbone générées en France) comme de manière relative (l'« intensité » carbone de la production d'électricité, mesurée en gCO_2 par kWh, est très inférieure à la moyenne européenne).

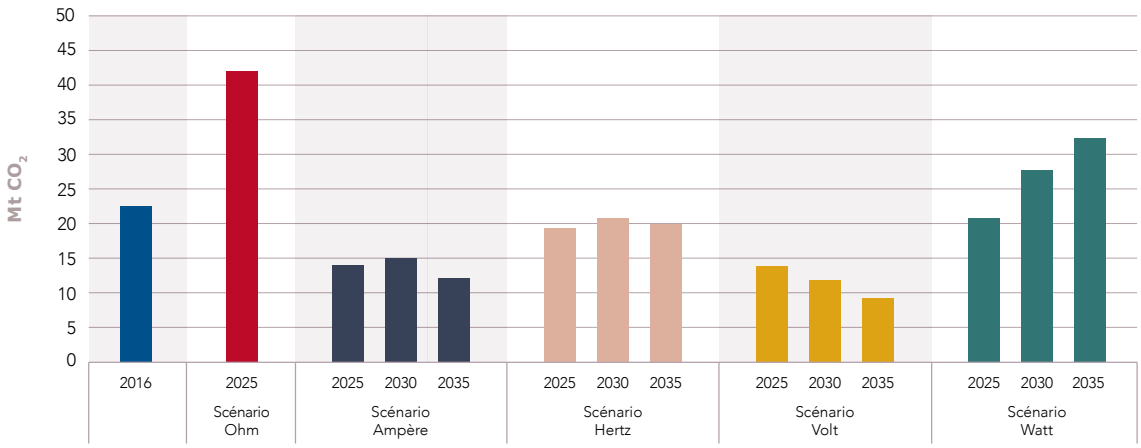
Les scénarios du Bilan prévisionnel conduisent à une diversification du mix électrique et à une croissance significative des énergies renouvelables dans la production d'électricité en France. Néanmoins, **tous ne s'inscrivent pas de la même manière dans l'objectif de réduction de l'empreinte carbone fixé par l'Accord de Paris et réaffirmé dans le Plan climat en juillet 2017.**

Au niveau français, **l'analyse confirme qu'il est possible de réduire encore les émissions du système électrique.**

La fermeture des centrales au charbon, qui est acquise dans tous les scénarios (à l'exception du scénario *Ohm*), contribue à cette réduction.

Les scénarios qui s'appuient sur le nucléaire et les énergies renouvelables, comme *Ampère* et *Volt*, permettent d'accentuer la réduction des émissions de

Émissions annuelles de CO_2 du système électrique français



CO_2 pour atteindre un niveau inférieur à 15 millions de tonnes. **Il s'agit d'un chiffre particulièrement bas : le secteur électrique serait pratiquement décarboné et cette performance serait mise au service d'une réduction plus large des émissions concernant les autres secteurs.** Le développement de la mobilité électrique conduirait à une réduction des émissions dans le secteur des transports qui ne serait pas «compensée» par une augmentation des émissions du secteur électrique.

A contrario, les scénarios *Ohm* et *Watt* dégradent les émissions du système électrique français, tandis que le scénario *Hertz* conduit par construction à leur stabilisation par rapport à la situation actuelle.

Pour autant, les trajectoires d'émissions de CO_2 liées à la mise en œuvre des scénarios *Ohm*, *Watt* et *Hertz* ne sont pas de nature à rendre le système électrique français fortement émetteur par rapport à d'autres pays. Enfin, les émissions de la filière thermique pourraient être réduites en intégrant une conversion progressive vers du biogaz.

Les choix de politiques énergétiques de la France ont une influence réelle sur les performances de l'Europe en matière de réduction des émissions

Les émissions ne doivent pas s'analyser uniquement de manière brute. En effet, des imports sont parfois nécessaires et conduisent à activer des sources de production carbonées ailleurs en Europe, tandis que les exports français peuvent réduire les émissions chez nos voisins s'ils se substituent à l'activation de centrales de production émettrices de carbone.

Le Bilan prévisionnel permet d'étudier ces dynamiques puisqu'il modélise les échanges d'électricité entre pays européens. Menées au niveau européen plutôt qu'au seul périmètre de la France, **ces analyses conduisent à amplifier les caractéristiques de chacun des scénarios[11].**

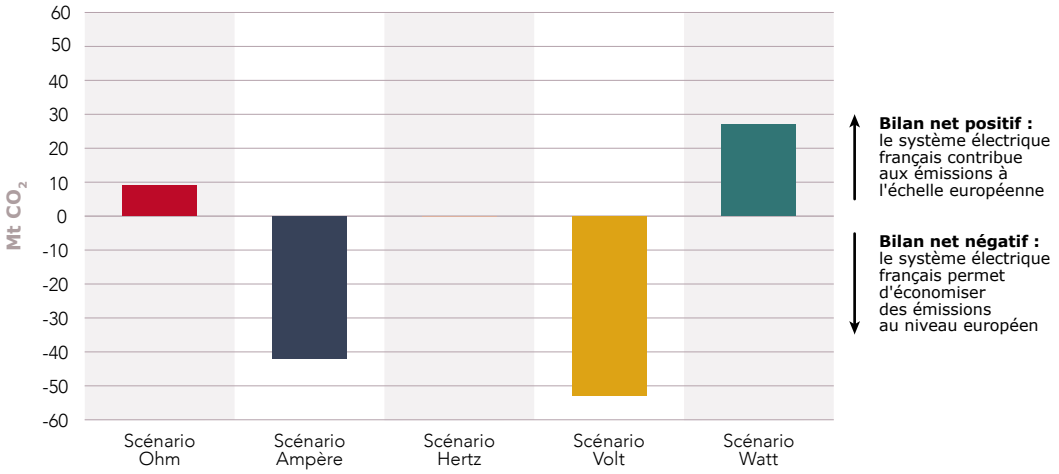
Ainsi, **les scénarios *Ampère* et *Volt* sont non seulement peu émetteurs en France, mais également fortement contributeurs à une réduction des émissions en Europe :** en rendant possible des exports importants sur la base d'une production très faiblement émettrice en France, tous deux permettent d'éviter des émissions annuelles de l'ordre de 40 ou 50 millions de tonnes de CO_2 en fonction du scénario et des variantes.

Dans le scénario *Hertz*, **le système électrique français n'a pas d'impact sur l'évolution des émissions de CO_2 en Europe :** les émissions engendrées par le parc de production en France ne conduiraient pas à accroître le niveau des émissions de l'ensemble du système électrique européen et ne seraient pas vecteurs de décarbonation. Autrement dit, les émissions du système français seraient donc exactement compensées par les émissions évitées en Europe (c'est-à-dire les émissions qui auraient été rejetées par les centrales en Europe si les centrales françaises n'avaient pas été démarrées).

Les scénarios *Ohm* et *Watt* conduisent à une augmentation des émissions de CO_2 à l'échelle européenne : **au-delà de l'augmentation brute des émissions du secteur électrique en France, davantage de situations importatrices apparaissent (avec un « coût carbone » associé), et la réduction de la part du nucléaire est en**

11. La logique «toutes choses étant égales par ailleurs» présente des limites et ces estimations ne sont données qu'à titre d'exemple, mais elles permettent de vérifier dans quelle dynamique d'ensemble les scénarios se situent.

Bilan net CO_2 du système électrique français – *Horizon 2035*



partie remplacée par des moyens carbonés. Ce résultat est cohérent avec les évolutions rencontrées par d'autres pays européens ayant suivi ce type de trajectoire. Pour appréhender l'ampleur de ces évolutions dans les émissions de gaz à effet de serre, elles doivent être mises en regard des émissions à un périmètre plus large que le seul système électrique.

UNE PUBLICATION ANCRÉE
DANS UNE DYNAMIQUE DE CONCERTATION ET D'APPROFONDISSEMENTS PROGRESSIFS

La publication du Bilan prévisionnel s'inscrit dans un processus d'échanges avec les parties prenantes sur les évolutions du système électrique.

Les principes de construction du Bilan prévisionnel et les principaux « points de bascule » et enseignements ont été présentés dans ce document de synthèse. **Il constitue un premier outil d'aide à la décision.**

L'édition 2017 a permis d'accroître la transparence sur les hypothèses retenues par RTE et d'accompagner le travail de définition des scénarios et de leurs variantes.

Cette dynamique continuera de s'enrichir :

- La restitution détaillée de l'ensemble des paramètres retenus ainsi que des résultats des scénarios de référence et des variantes accompagne la publication de ce document de synthèse.
- La concertation se poursuivra pour être en mesure de « faire vivre » les scénarios en fonction des différentes inflexions publiques et des demandes des parties prenantes. Elle contribuera ainsi à ancrer le Bilan prévisionnel dans le débat public, conformément à la mission confiée à RTE par la loi.
- Dans la logique du travail réalisé sur l'autoconsommation qui intègre dans une étude « nationale » des éléments relatifs à la décentralisation des décisions d'investissement dans le secteur électrique, un travail spécifique sera mené avec les territoires qui le souhaitent, pour adapter l'outil que constitue le Bilan prévisionnel à leurs enjeux – et notamment pouvoir disposer d'un large spectre de variantes.
- Les pistes de réflexion listées dans le Bilan prévisionnel feront l'objet d'études approfondies : analyse poussée sur l'intégration du véhicule électrique et son pilotage, approfondissement des conséquences du changement climatique sur la résilience du système, intégration de l'autoconsommation collective, analyse des problématiques d'inertie dans les scénarios à très forte pénétration des énergies renouvelables.

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285690 e - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.