Bilan prévisionnel 2023 : point d'étape

Enseignements de la consultation publique
et des travaux préliminaires

Bilan prévisionnel 2023 : point d'étape

Enseignements de la consultation publique
et des travaux préliminaires

SOMMAIRE

1

Introduction

Une actualisation nécessaire des trajectoires de développement du système électrique sur les 10 à 15 prochaines années 6

Un dispositif de concertation renouvelé et un calendrier ambitieux sur les prochains mois 8

Six enjeux principaux du prochain Bilan prévisionnel confortés à l'issue de la consultation publique 9

Une analyse décomposée en plusieurs phases 10

Plusieurs scénarios à l'étude, complétés par de multiples variantes, qui sont précisés sur la base des réponses à la consultation 12

2

Étape 1 : l'analyse des besoins

L'analyse des besoins recensés par la consultation publique conduit à une nouvelle projection de la consommation électrique dans la fourchette haute de celle étudiée dans les Futurs énergétiques 2050 16

Transports : une forte augmentation du recours à l'électricité pour se passer d'énergies fossiles 19

Industrie : une stratégie française de décarbonation des sites existants et de réindustrialisation 22

Bâtiments : de forts enjeux autour de l'électrification du chauffage 24

Data centers : de fortes incertitudes sur le raccordement effectif, pouvant entraîner une forte croissance de la consommation du secteur tertiaire 26

3

Étape 2 : évaluation des leviers accessibles

Efficacité énergétique : l'atteinte des objectifs climatiques s'appuie sur la poursuite des efforts et la massification de certaines actions 28

Sobriété : un levier essentiel pour accélérer et consolider l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques 30

Une production bas-carbone (nucléaire et renouvelable) à maximiser pour alimenter les besoins croissants d'électricité 32

Nucléaire : une volonté de l'État de prolonger l'exploitation du parc existant et de maximiser sa production annuelle 33

Énergies renouvelables : un levier essentiel pour accroître rapidement le productible décarboné 35

4

Premières analyses

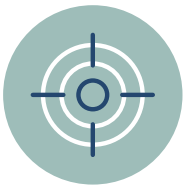
Équilibre production-consommation en énergie (en TWh) : la couverture des besoins d'électricité est accessible en mobilisant les quatre leviers essentiels 40

Équilibre production-consommation en puissance (en GW) : un éclairage des arbitrages coûts/niveau de risque possibles en matière de dimensionnement du système électrique 42

Économie : un besoin de prix de l'électricité stables et maîtrisés pour répondre aux enjeux de compétitivité et de décarbonation 45

ANNEXE

Organisations ayant participé à la consultation publique 48



INTRODUCTION

Une actualisation nécessaire des trajectoires de développement du système électrique sur les 10 à 15 prochaines années

Dans le cadre de ses missions légales (article L. 141-8 du code de l'énergie), RTE a lancé fin 2022 les travaux nécessaires à l'élaboration du prochain Bilan prévisionnel **(BP), qui porte sur les perspectives d'évolution du système électrique à l'horizon 2035.**

Ce travail intervient à un moment clé du débat public sur l'énergie et le climat, au cours duquel la France redéfinit sa politique énergétique au travers de la révision de la stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC). Si les scénarios de RTE publiés dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* en octobre 2021 permettent d'éclairer les chemins possibles pour sortir la France des énergies fossiles à l'horizon 2050, **les questions centrales portent désormais davantage sur le rythme auquel doit se faire la transition et sur les mesures permettant d'infléchir la dynamique de transition au cours de la prochaine décennie.**

Cette étude répond donc au besoin d'actualiser et de détailler l'analyse des trajectoires énergétiques entre 2023 et 2035 au regard des grandes transformations intervenues au cours des dix-huit derniers mois.

Plusieurs évolutions de contexte sont ainsi prises en compte.

Sur le plan des *ambitions :*

1) L'Union européenne a décidé de **rehausser les objectifs climatiques pour 2030, pour atteindre une réduction de 55 % des émissions nettes** par rapport à 1990 (contre 40 % pour les émissions brutes auparavant). L'Union adopte en ce moment un grand nombre de textes sectoriels qui doivent permettre d'accélérer le rythme de décarbonation.

2) La France a adopté un agenda de **renforcement de sa souveraineté énergétique, articulé autour du projet de réindustrialiser le pays.** Cela implique de chercher à relocaliser une partie de la production industrielle et de développer de nouveaux pôles de compétences sur l'industrie de la transition énergétique. L'Union européenne cherche également à renforcer cet aspect de sa politique énergétique, qui ne se résume plus aujourd'hui à la libéralisation des marchés de l'énergie.

Sur le plan des *nouveaux paramètres :*

1) La guerre menée par la Russie en Ukraine modifie durablement la donne énergétique pour l'ensemble du continent européen, notamment pour ses approvisionnements en gaz. Ceci influe sur le Bilan prévisionnel, qui modélise le fonctionnement du système électrique dans tous les pays européens et leurs interactions avec le secteur gazier.

2) Les relations internationales se caractérisent par une concurrence croissante pour la maîtrise des technologies et approvisionnements clés à la transition énergétique dans un contexte de **montée en puissance du protectionnisme aux États-Unis et en Chine.** Cela joue sur la trajectoire de réindustrialisation, et renforce l'importance de la compétitivité du mix de production d'électricité français.

3) La politique énergétique française se précise, **sur la base des orientations du discours de Belfort de février 2022 et du travail de planification écologique actuellement mené sous l'égide de la Première ministre.** Deux lois spécifiques ont été adoptées (lois d'accélération des renouvelables et du nucléaire), une autre est en préparation (industrie verte) et une dernière est annoncée (loi de programmation énergie-climat – LPEC) pour traduire ces nouvelles priorités.

4) Les travaux sur la planification écologique livrent leurs premiers enseignements, dont **la révision à la baisse le volume de biomasse disponible pour décarboner l'économie française,** ce qui renforce mécaniquement le besoin d'électrification et d'économies d'énergie pour respecter les objectifs climatiques.

L'étude consiste, en premier lieu, à décrire les conséquences pour le système électrique sur les infrastructures de production et les modes de consommation d'ici 2035. Sur cette période :

- La consommation d'électricité doit s'infléchir à la hausse en raison de l'électrification de certains usages pour atteindre les objectifs de décarbonation.
- Le moyen de ne pas diminuer le potentiel de production d'électricité décarbonée est de poursuivre l'exploitation des réacteurs nucléaires existants et du parc hydraulique, le moyen de l'augmenter est de mettre en service de nouvelles installations de production renouvelable.

Un dispositif de concertation renouvelé et un calendrier ambitieux sur les prochains mois

Le dispositif de concertation mis en place pour les *Futurs énergétiques 2050* ayant fait ses preuves, il est renouvelé pour cette nouvelle édition.

D'abord, la **consultation publique** sur le cadrage et les hypothèses du prochain Bilan prévisionnel s'est tenue du 28 février au 28 mars et a mobilisé près d'une **centaine d'organisations très diverses** ainsi que des particuliers, à travers des contributions très documentées et chiffrées.

Ensuite, de premiers **groupes de travail techniques** se sont réunis pour discuter et débattre les principaux paramètres de l'étude. De prochaines réunions techniques seront organisées d'ici l'été sur le cadrage des volets d'analyses de l'étude.

Le présent document dresse un bilan des principaux enseignements sur le cadrage et les hypothèses de l'étude. Les résultats de l'étude seront présentés et publiés en septembre 2023.

Figure 1 Calendrier de l'étude

Six enjeux principaux du prochain Bilan prévisionnel confortés à l'issue de la consultation publique

La consultation publique permet de dégager un socle largement partagé sur la plupart des éléments de cadrage du prochain Bilan prévisionnel et confirme les six principaux enjeux auxquels cette étude doit répondre :

- **1er enjeu (consommation) :** évaluer correctement les nouveaux besoins d'électricité nécessaires pour d'une part décarboner des secteurs utilisant majoritairement des énergies fossiles (transports, bâtiments, industrie) et d'autre part réussir la réindustrialisation du pays ;

- **2e enjeu (consommation) :** réévaluer le potentiel de la maîtrise de la demande d'énergie à la suite de la crise énergétique, en distinguant d'une part l'efficacité énergétique (équipements, procédés industriels, rénovation des bâtiments) et d'autre part la sobriété (s'appuyant sur des évolutions dans les modes de production, de consommation et d'organisation collective) ;

- **3e enjeu (production) :** établir les prérequis en matière de développement des différentes filières de production (nucléaire, éolien, solaire, hydraulique, thermique fossile), pour alimenter les nouveaux besoins (analyse en énergie) ;

- **4e enjeu (sécurité d'approvisionnement) :** identifier le niveau de sécurité d'approvisionnement à moyen terme et présenter les arbitrages possibles sur le dimensionnement du système électrique en évaluant le compromis « réduction du risque de coupure d'électricité vs coûts des moyens nécessaires » (gestion des « queues de probabilité ») ;

- **5e enjeu (résilience) :** présenter les stratégies permettant d'adapter les trajectoires de décarbonation à un contexte global de plus en plus adverse, de type « mondialisation contrariée » ;

- **6e enjeu (économie) :** évaluer le coût des scénarios et les conditions de marché (niveaux de prix, risques de fluctuation) nécessaires à la réindustrialisation, la décarbonation et la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Par ailleurs, comme souligné par certains acteurs, ces différents enjeux se trouvent encore davantage renforcés par des travaux récents et en cours dans le secteur de l'énergie :

- **Le rapport de la commission d'enquête parlementaire** visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, publié le 30 mars 2023, porte des propositions sur l'évaluation des besoins de consommation et de production d'électricité ainsi que sur le dimensionnement du système électrique à moyen terme ;

- Les communications et groupes de travail menés par l'Etat en matière de planification écologique dans le cadre de la préparation de la LPEC, de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) alimentent l'évolution des perspectives de consommation et de production énergétique ;

- **Les travaux de l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI)** animés par le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) sur la chaîne de valeur des métaux critiques, ainsi que les travaux de la **mission Jean Pisani-Ferry,** publiés le 22 mai 2023, conduisent à renforcer l'intérêt des analyses économiques associées aux coûts du système et à la résilience de la transition énergétique.

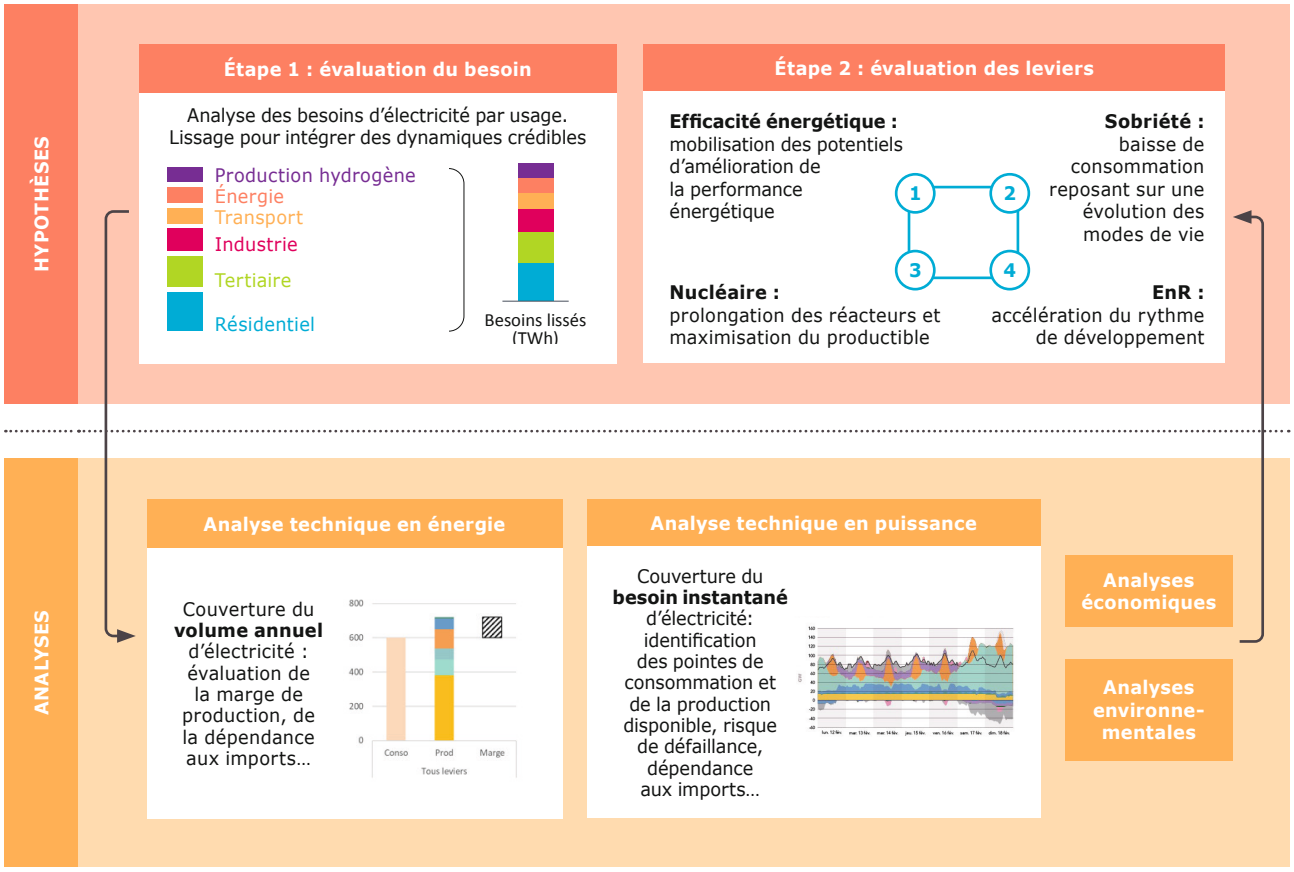
Une analyse décomposée en plusieurs phases

Les demandes d'analyses formulées dans le cadre de la consultation publique et des réunions de concertation portent sur des thématiques de différentes natures : «bouclage consommation-production», enjeux techniques, sécurité d'approvisionnement, indicateurs économiques, analyses sur les émissions de gaz à effet de serre, bilan matières, interaction avec l'économie mondiale, etc. Celles-ci conduisent à un besoin de clarification de la méthode employée par RTE pour élaborer et étudier les prochains scénarios du Bilan prévisionnel.

L'instruction des six enjeux identifiés est menée à travers une approche méthodologique en plusieurs étapes :

1. **Évaluation des besoins d'électricité par usage,** sur la base des objectifs publics envisagés pour la prochaine stratégie française énergie-climat et des trajectoires remontées par les différents secteurs dans le cadre de la consultation publique (notamment « feuilles de route décarbonation » découlant de l'article 301 de la loi climat et résilience).

Figure 2 Principales étapes de l'étude



2. **Évaluation des leviers accessibles pour couvrir ces besoins :** potentiels de maîtrise de la consommation (efficacité et sobriété) et de production décarbonée par filière (nucléaire et EnR) définis en s'appuyant sur les tendances des dernières années et les informations transmises par les parties prenantes dans le cadre de la concertation.

3. **Analyses techniques en énergie et en puissance** permettant de dresser le diagnostic de sécurité d'approvisionnement en électricité et d'ajuster, le cas échéant, les niveaux d'activation des différents leviers.

4. **Analyses économiques et environnementales** permettant d'évaluer notamment le coût du système électrique et l'atteinte des objectifs climatiques et d'ajuster, le cas échéant, les niveaux de mobilisation des différents leviers.

Plusieurs scénarios à l'étude, complétés par de multiples variantes, qui sont précisés sur la base des réponses à la consultation

La consultation publique confirme l'intérêt d'étudier trois familles de scénarios visant à illustrer différentes configurations possibles du système électrique et répondant à des objectifs distincts :

1. L'étude doit prioritairement analyser les **conditions d'atteinte des nouveaux objectifs climatiques *« Fit for 55 »* à l'horizon 2030.** Un scénario dédié (scénario A « accélération réussie ») doit ainsi projeter les différentes configurations du système électrique permettant de réussir l'accélération de la décarbonation.

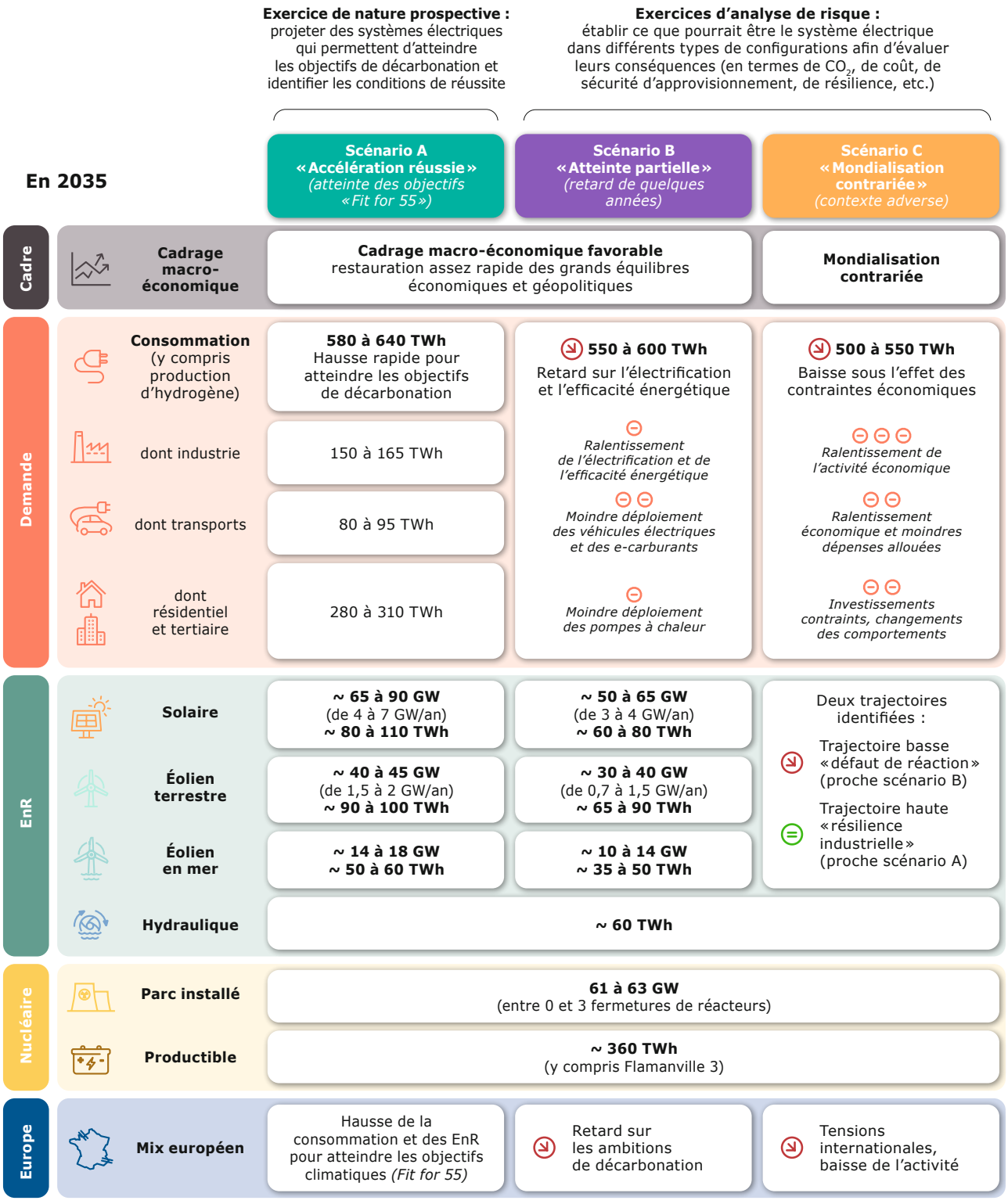
   Dans toutes les configurations, les besoins d'électricité sont orientés en forte hausse et s'accélèrent à l'horizon 2030 pour sortir des énergies fossiles et réindustrialiser la France. Plusieurs trajectoires possibles permettent de s'assurer de disposer de suffisamment d'électricité pour répondre à ces besoins et reposent sur l'activation de quatre leviers essentiels : (i) mobilisation des potentiels d'efficacité énergétique, (ii) développement des actions de sobriété, (iii) maximisation du productible nucléaire et (iv) accélération du rythme de développement des énergies renouvelables.

2. **L'étude doit également analyser le risque pour la collectivité d'un scénario de retard sur les objectifs** afin d'en **évaluer les conséquences** (en termes de CO_2, de coût, de sécurité d'approvisionnement, de résilience, etc.) et de préparer l'exploitation du système électrique à ce type de configurations. Ce scénario B « d'atteinte partielle » ne vise pas à décrire un scénario probable mais sert à réaliser une analyse de risque et à mesurer les conséquences en cas d'aléas retardant l'atteinte des objectifs.

3. L'étude intervenant dans un cadre géopolitique et économique inédit, deux cadres macroéconomiques contrastés doivent être étudiés, actant du fait que la France « subit » en partie le contexte international. Un cadre dit « favorable » qui retrouverait des fondamentaux d'avant crise d'ici 2030, est utilisé pour l'étude des scénarios A et B. **Un cadre « mondialisation contrariée » spécifique décrivant une situation durablement dégradée constitue un scénario dédié (C)** pour étudier les effets et les adaptations possibles de la stratégie de décarbonation dans un contexte dégradé.

Ces trois types de scénarios sont analysés en appliquant les mêmes principes méthodologiques, exposés ci-dessus, et doivent être définis précisément sur la base des retours à la consultation et dans le cadre des groupes de travail techniques. Les éléments de cadrage établis à date sont présentés ci-après.

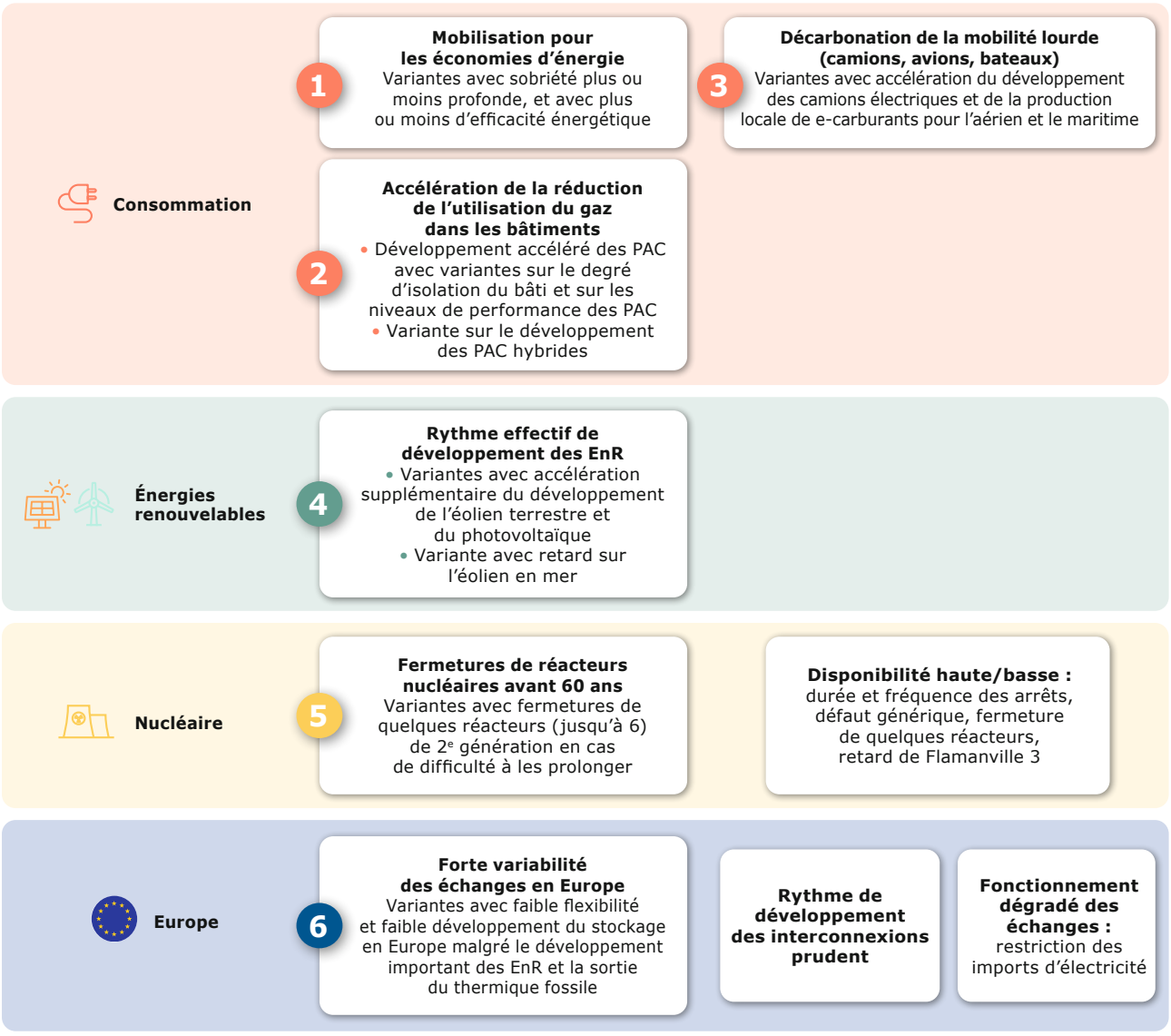
Figure 3 Principales hypothèses des scénarios du Bilan prévisionnel 2023



Au-delà de ces différents scénarios, de nombreuses incertitudes demeurent sur (i) le rythme d'électrification, (ii) l'ampleur des économies d'énergie (efficacité et sobriété) et (iii) le niveau de production bas-carbone (productible nucléaire et développement des EnR). Elles justifient donc d'étudier **un grand nombre de variantes** pour analyser la sensibilité du système électrique à ces paramètres, dont les effets peuvent sortir des fourchettes de consommation et production des scénarios présentées ci-contre.

À l'issue de la consultation publique, la liste des variantes prioritaires est précisée : six thèmes portant sur l'évolution de la consommation, de la production mais également du besoin de flexibilité du système électrique européen seront ainsi étudiés en détails.

Figure 4 Principales variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023



ÉTAPE 1 : L'ANALYSE DES BESOINS

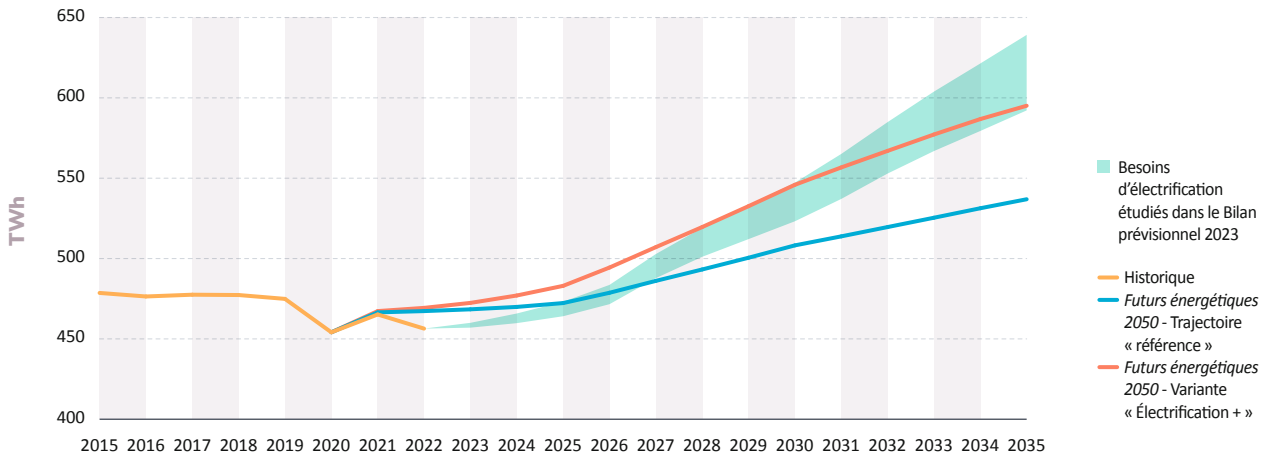
L'analyse des besoins recensés par la consultation publique conduit à une nouvelle projection de la consommation électrique dans la fourchette haute de celle étudiée dans les *Futurs énergétiques 2050*

Le nouveau cadre européen du «*Fit for 55*» conduit à accélérer les objectifs climatiques à l'horizon 2030. Il en résulte en particulier une hausse rapide des besoins d'électrification (directe et indirecte) au cours de la prochaine décennie recensés par les acteurs.

Les *Futurs énergétiques 2050* intégraient déjà un enseignement spécifique sur la nécessité d'accélérer l'électrification et le développement de la production bas-carbone à moyen terme (enseignement n°17). L'étude comprenait une trajectoire spécifique d'accélération de l'électrification («accélération 2030/ électrification+»), plus rapide que dans la trajectoire médiane, en vue d'atteindre ces nouveaux objectifs climatiques. Ce type de trajectoire d'accélération constitue désormais la nouvelle base d'étude pour l'élaboration des scénarios du prochain Bilan prévisionnel et doit être réactualisée pour tenir compte des éléments de contexte les plus récents.

En particulier, les perspectives de réindustrialisation et la révision à la baisse du gisement de

Figure 5 Comparaison des trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité dans le Bilan prévisionnel 2023 par rapport aux trajectoires «Électrification +» et «référence» des *Futurs énergétiques 2050*



biomasse disponible et des puits de carbone actuels renforcent davantage les besoins d'électricité et se traduisent par :

- Une accélération des demandes d'électrification dans l'industrie, directe et indirecte (via hydrogène), et de la réindustrialisation (France 2030, projet de loi industrie verte) ;
- Une accélération des demandes d'électrification des transports (directe ou via carburants de synthèse) concernant désormais tous les secteurs (routier, aérien, ferroviaire et maritime), avec toutefois de fortes incertitudes sur l'horizon de déploiement de certaines technologies ;
- Une accélération de la décarbonation du bâtiment avec une accélération de l'électrification du chauffage en alternative au fioul et au gaz fossile.

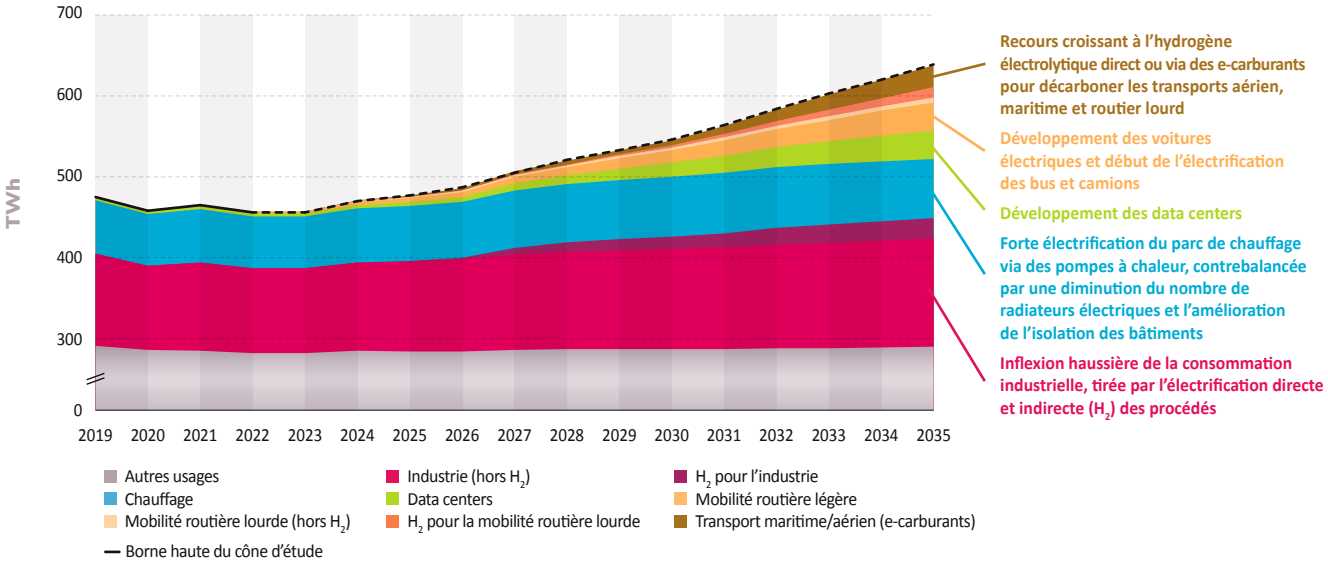
Au-delà du rythme d'électrification, l'atteinte des nouveaux objectifs climatiques nécessite également la mobilisation des leviers de sobriété et d'efficacité énergétique, agissant sur l'ensemble des vecteurs énergétiques (consommation d'électricité, de pétrole, gaz…), dans des proportions qui peuvent différer selon les retours reçus à la consultation publique.

Au total, la consultation met ainsi en évidence un besoin d'électrification en nette augmentation, pouvant conduire à une consommation électrique de l'ordre de 580 à 640 TWh en 2035. Cette dernière se situe dans la fourchette haute des scénarios étudiés dans les *Futurs énergétiques 2050*, à un niveau supérieur à celui du scénario de référence, et du même ordre de grandeur que celui de la trajectoire « électrification renforcée » (de l'ordre de 600 TWh à cette échéance).

Ces besoins sont également décrits par les acteurs des différents secteurs à travers des feuilles de route, traçant les chemins d'atteinte des objectifs *« Fit for 55 »*, et remises au Gouvernement conformément à l'article 301 de la loi climat et résilience d'août 2021.

L'ensemble de ces éléments traduit un besoin important d'électrification de plusieurs usages et se matérialise ainsi par une inflexion orientée fortement à la hausse des projections de la consommation électrique. Un consensus parmi les principales filières anticipe ainsi un accroissement de la consommation plus important entre 2030 et 2035 qu'entre 2025 et 2030.

Figure 6 Évolution de la consommation d'électricité de différents usages (illustrée pour la borne haute du cône d'étude)



L'atteinte de ces trajectoires impliquerait une croissance comprise entre +10 à 15 TWh/an entre 2025 et 2035, supérieure au rythme des années 1980. Or, la trajectoire de consommation est stable depuis 2012, voire baissière sous l'effet des récentes crises sanitaire et énergétique, et les retours à la consultation sur l'horizon et l'ampleur de cette inflexion à la hausse de la consommation électrique sont très hétérogènes.

Ainsi, même si la croissance de la consommation électrique est nécessaire pour sortir des énergies fossiles, de nombreuses incertitudes justifient la nécessité d'investiguer plusieurs trajectoires différenciées.

D'une part, les conséquences d'un retard sur l'atteinte des objectifs sont étudiées à travers le scénario B, qui conduirait à une moindre augmentation de la consommation électrique, dans une fourchette de 550 à 600 TWh en 2035.

D'autre part, les impacts sur la consommation électrique de la prolongation d'un contexte macro-économique dégradé, similaire à celui des récentes crises, sont analysés dans le scénario C, qui couvrirait des consommations de l'ordre de 500 à 550 TWh en 2035.

Transports : une forte augmentation du recours à l'électricité pour se passer d'énergies fossiles

Tous les retours partagent la nécessité de mener à bien une décarbonation efficace du secteur des transports, en ciblant prioritairement l'électrification des usages, en particulier le développement de l'électromobilité routière, et le recours à l'hydrogène ou aux carburants de synthèse pour les segments de la mobilité difficilement électrifiables.

S'agissant des véhicules légers, les perspectives de décarbonation reposent essentiellement sur l'électrification des véhicules, en cohérence avec l'interdiction de vente de véhicules thermiques carbonés à partir de 2035 adoptée au niveau européen. **Les acteurs du secteur s'accordent assez largement sur une trajectoire de développement atteignant 8,5 millions de véhicules électriques (dont véhicules hybrides rechargeables) en 2030**[1] **et 18 millions en 2035, représentant respectivement 20 % et 40 % environ du parc.** Cette trajectoire suppose un taux de l'ordre de 65 % de véhicules électriques dans les nouvelles immatriculations à l'horizon 2030 et de 100 % à l'horizon 2035 ainsi qu'une relative stabilité voire une légère décroissance du parc total de véhicules.

Toutefois, les retours à la consultation publique ainsi que les résultats de l'enquête RTE-IPSOS soulignent certains risques pouvant freiner ce développement, en particulier la capacité financière des particuliers à acquérir un véhicule électrique, surtout dans un contexte macroéconomique plus dégradé contraignant le budget des ménages, et la capacité à développer un système robuste de bornes de recharge (e.g. : problématique soulevée dans les copropriétés). Les scénarios « d'atteinte partielle » et de « mondialisation contrariée » permettent d'étudier des trajectoires de développement moins rapides.

S'agissant des véhicules lourds (autobus, autocars et camions), les ambitions de décarbonation sont en cours de révision à la hausse par la Commission européenne, visant une réduction de 65 % des émissions des poids lourds à l'horizon 2035. Les trajectoires proposées pour le prochain Bilan prévisionnel sont ainsi revues en nette hausse par rapport aux *Futurs énergétiques 2050*.

Concernant le transport de marchandises (camions), les principaux constructeurs européens remontent un fort intérêt pour le développement des solutions électriques et affichent des objectifs de ventes pouvant atteindre 50 % de poids lourds électriques dès 2030. À l'horizon 2035, environ 40 % des camions en circulation pourraient ainsi être électriques. Ceci constitue une évolution de contexte marquante des toutes dernières années : les perspectives pour le développement du camion électrique à batteries qui étaient autrefois très limitées (les solutions biocarburants ou hydrogène étant alors privilégiées) ont considérablement évolué à la hausse.

De nombreux doutes sont toutefois soulevés par d'autres acteurs quant à la capacité de la filière à suivre ce rythme inédit d'électrification et à dépasser les verrous technologiques et économiques pouvant encore se poser, notamment liées à l'autonomie des batteries et à leur poids. Par ailleurs, d'autres solutions alternatives comme le camion hydrogène, les biocarburants ou encore le bio-GNV, sont également envisagées par différents acteurs du secteur même si différents obstacles ont conduit à réduire les perspectives ces dernières années (concurrence d'usage de la biomasse disponible, création d'un réseau ou d'une logistique spécifique pour l'acheminement de l'hydrogène, réservation de l'usage des e-carburants pour l'aviation et le maritime…). La place des différentes solutions

1. À titre comparatif, la trajectoire « Électrification + » des *Futurs énergétiques 2050* s'infléchissait plus rapidement à la hausse pour atteindre environ 13 millions de véhicules électriques dès 2030.

décarbonées pour le transport de marchandises à moyen-long terme n'est donc pas stabilisée mais plusieurs acteurs recommandent de ne pas faire l'impasse sur un potentiel déploiement massif des camions électriques et de préparer le système à cette éventualité.

Compte tenu de l'ensemble de ces incertitudes, une approche modérée est retenue projetant, à l'horizon 2035, 110 000 camions électriques et 15 000 camions hydrogène, soit respectivement environ 20 % et 3 % du parc[2]. Les camions électriques sont supposés être en majorité les camions les moins lourds et réalisant les plus courtes distances tandis que les camions hydrogène seront plus fortement présents sur le segment de la longue distance. Une variante « décarbonation accélérée de la mobilité lourde » permettra d'étudier les conséquences d'un développement plus rapide des camions électriques et à hydrogène.

S'agissant du transport collectif de passagers (autobus et autocars), la trajectoire proposée de 19 000 bus électriques (42 % du parc) et 11 000 cars électriques (14 % du parc) en 2035 ne fait pas l'objet de contre-proposition de la part des acteurs du secteur. Elle est à ce titre conservée.

S'agissant du transport ferroviaire, les acteurs partagent la nécessité de projeter des augmentations importantes de la part modale du ferroviaire dans les déplacements :

- Doublement de la part du fret ferroviaire pour atteindre 20 % en 2030 conformément aux objectifs publics,
- Hausse progressive de la part modale du ferroviaire pour les trajets passagers (trains, métros, tramways, et RER) de 11,8 % aujourd'hui à 14,2 % en 2035.

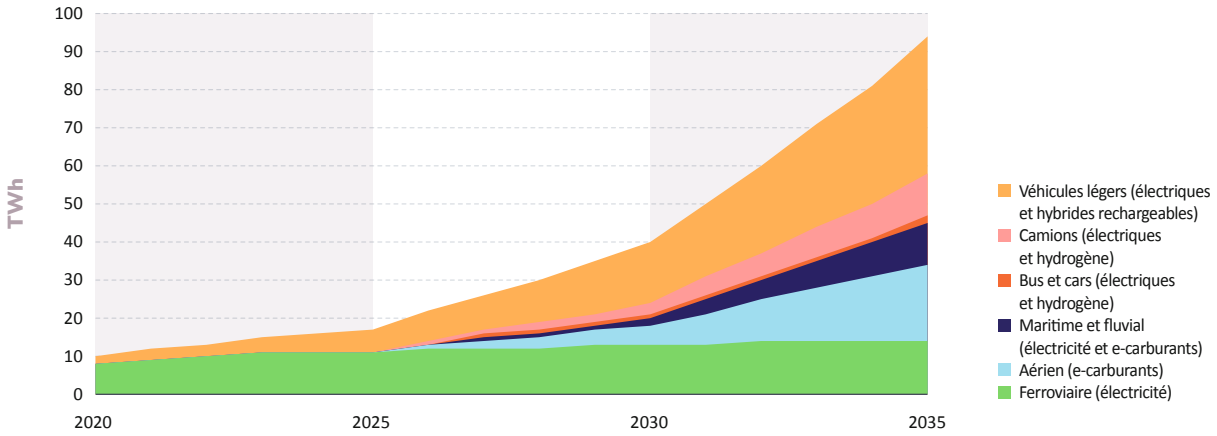
La trajectoire sur le fret de marchandises est néanmoins jugée optimiste et tributaire des politiques publiques en vigueur et de la capacité à adapter les infrastructures (réseaux, etc). Une trajectoire plus prudente, au vu des tendances historiques observées, tenant compte d'une réalisation partielle de ces hypothèses de report modal, est intégrée à la construction du scénario « d'atteinte partielle des objectifs ».

S'agissant du transport aérien, les acteurs du secteur remontent des besoins importants de production de carburants d'aviation durables (CAD). Il s'agit d'une évolution notable par rapport aux *Futurs énergétiques 2050*, qui ne prévoyaient de consacrer une part de la production électrique française au développement des carburants de synthèse que dans un seul scénario (« Hydrogène + »), et encore de manière différée (au-delà de 2035). Les besoins exprimés par le secteur de l'aviation découlent de nouveaux objectifs définis (i) au niveau européen, par le règlement *ReFuelEU Aviation* (selon accord en date du 25 avril 2023) fixant désormais des objectifs d'incorporation de CAD (20 % dont 15 % de biocarburants et 5 % de e-carburants à l'horizon 2035) et (ii) au niveau français, au travers de réflexions sur la souveraineté énergétique et la réindustrialisation visant à devenir pionnier dans le domaine du déploiement de ces carburants[3]. De plus, les évaluations les plus récentes sur le potentiel de mobilisation de la biomasse mettent l'accent sur la nécessité d'optimiser son potentiel et de recourir à davantage d'électricité pour la fabrication des biocarburants. **En cohérence avec les retours de nombreux acteurs, les trajectoires de consommation électrique pour la production de carburants alternatifs sont significativement revues à la hausse mais intègrent des prudences afin de tenir compte du niveau de maturité technique de ces procédés et de l'incertitude sur leur développement effectif : des trajectoires entre 10 et 20 TWh à l'horizon 2035 sont retenues.**

Comme sur le secteur aérien, **la feuille de route des acteurs du secteur maritime** présente de fortes ambitions de décarbonation, fixées dans le projet de règlement *FuelEU Maritime*, basées sur (i) l'électrification des navires à quai, (ii) la

2. Ces trajectoires concernent uniquement le parc français mais les besoins de recharge pour les poids lourds sous pavillons étrangers circulant en France sont bien pris en compte dans la modélisation par ailleurs.
3. France 2030 : Annonce des lauréats de l'appel à projets « développement d'une filière de production française de carburants aéronautiques durables » (disponible sur : https://www.gouvernement.fr/france-2030-annonce-des-laureats-de-l-appel-a-projets-developpement-d-une-filiere-de-production)

Figure 7 Évolution de la consommation électrique dans le secteur des transports (y compris pour la production d'hydrogène et de carburants de synthèse ou e-carburants)



réduction de l'intensité carbone du trafic maritime et (iii) le développement de biocarburants et e-carburants (méthanol, ammoniac, biométhane, etc.). Les différents scénarios identifient ainsi un besoin entre 5 et 25 TWh d'électricité à l'horizon 2035 (hors éventuelle réduction du déficit de soutage en France). **À l'instar du secteur aérien, les trajectoires de consommation électrique pour la production de carburants pour le trafic maritime sont significativement revues à la hausse, en intégrant des prudences qui aboutissent à des trajectoires entre 5 et 10 TWh en 2035.** Une trajectoire accélérant davantage sur le développement des e-carburants jusqu'à 25 TWh est identifiée dans l'étude des variantes prioritaires.

En synthèse, pour atteindre les objectifs de décarbonation du secteur des transports, la consommation électrique de ce secteur passe de 10 TWh environ en 2019 à 80-95 TWh en 2035, majoritairement sous l'effet du développement de l'électromobilité routière et des besoins d'électricité pour la production d'hydrogène et de e-carburants.

Enfin, la décarbonation de la production d'hydrogène actuellement consommé pour le raffinage des produits pétroliers, notamment dans le transport (fabrication d'essence, diesel et kérosène, etc.) conduira à des besoins d'électricité supplémentaires, qui dépendront des ambitions de décarbonation et de la mobilisation d'autres solutions que l'électrolyse. **Les trajectoires retenues pour le raffinage de produits pétroliers se situent entre 5 et 15 TWh en 2035** (comptabilisés dans la consommation des usages internes de la branche énergie).

Industrie : une stratégie française de décarbonation des sites existants et de réindustrialisation

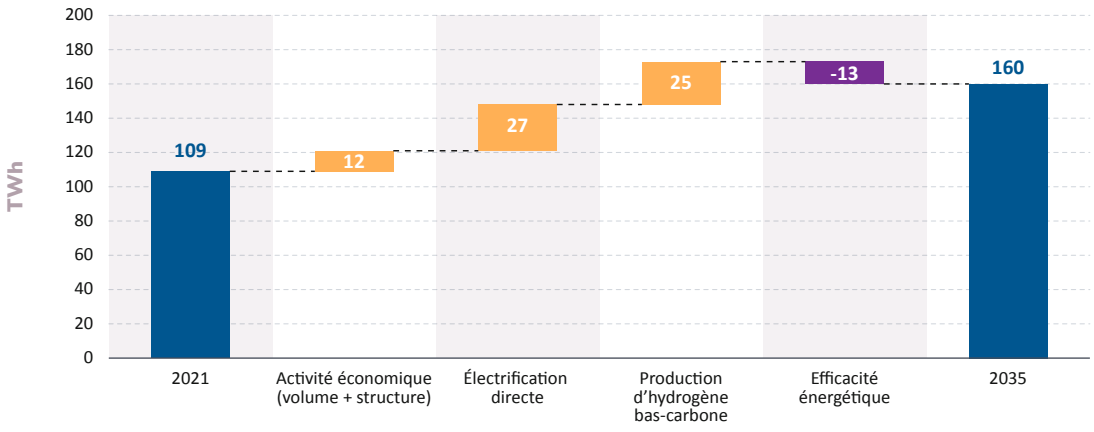
Les retours des acteurs traduisent **deux grandes tendances dans le secteur de l'industrie** suivant des dynamiques différentes.

D'une part, **l'accent mis sur la réindustrialisation via le plan France 2030** se matérialise déjà par l'émergence d'une centaine de projets de grands sites industriels qui seront mis en service d'ici 2030, en particulier dans les secteurs industriels de l'agroalimentaire, de la métallurgie et de la construction mécanique, dont le développement de *gigafactories*. **Ces perspectives peuvent se traduire par une augmentation du volume de production industrielle, et ainsi une inflexion de l'ordre d'un demi-point de la part de la valeur ajoutée industrielle dans le PIB d'ici à 2035.** D'autres perspectives très contrastées, suggérées à travers les retours à la consultation publique, sont également envisageables : des dynamiques de réindustrialisation plus fortes (jusqu'à +2 points de la part de la valeur ajoutée de l'industrie dans le PIB), notamment liées au développement de nombreux projets de production d'hydrogène par électrolyse, ou des dynamiques tendancielles de production industrielle, plutôt stables ou orientées à la baisse.

D'autre part, **le projet de loi industrie verte en cours d'examen par le Parlement vise à soutenir financièrement une décarbonation rapide de l'industrie,** à la fois pour atteindre les objectifs climatiques et pour gagner en compétitivité/indépendance stratégique en sortant des combustibles fossiles. Cette dynamique se matérialise déjà par la planification de la stratégie des 50 plus gros sites industriels pour réduire leurs émissions de près de 50 % à l'horizon 2030. Plusieurs leviers devront être actionnés pour tendre vers une décarbonation de l'industrie :

- **l'électrification directe** des procédés productifs par des technologies électriques (e.g. : induction, conduction, techniques résistives, notamment dans les secteurs des industries agroalimentaires, de la métallurgie et la construction mécanique) et des besoins de chaleur via le remplacement de chaudières fossiles par des chaudières électriques et des pompes à chaleur ;

Figure 8 Décomposition de l'évolution de la consommation électrique de l'industrie à l'horizon 2035



- **le recours à la production d'hydrogène par électrolyse** pour décarboner les usages ne pouvant qu'être difficilement électrifiés (essentiellement dans les secteurs de la sidérurgie et la chimie avec la production d'ammoniac et méthanol notamment) ;
- **l'amélioration de l'efficacité énergétique** des procédés et équipements : les gains accessibles peuvent représenter une baisse de la consommation de l'ordre de 8 TWh en 2030 et 13 TWh en 2035, soit de l'ordre de 5 à 8 % de gains d'efficacité.

Les autres vecteurs énergétiques possibles pour décarboner l'industrie ne sont pas perçus comme réalistes sur l'horizon d'étude : le potentiel de déploiement de la biomasse solide reste limité et la technologie CCS est encore trop peu mature.

En synthèse, les besoins supplémentaires d'électricité globalement remontés par les industriels confirment la trajectoire envisagée d'évolution de la consommation électrique du secteur industriel à hauteur de 160 TWh environ à l'horizon 2035, dont 25 TWh pour la production d'hydrogène. Les gains obtenus grâce à l'efficacité énergétique sont largement compensés par les effets de l'électrification et de l'augmentation de la production industrielle.

L'ensemble des industriels soulignent la nécessité de disposer de prix de l'électricité stables et compétitifs pour assurer la viabilité et le lancement des décisions d'investissement nécessaires au respect de ces trajectoires. L'ampleur de l'inflexion à la hausse de la consommation industrielle est donc sujette à la capacité à réunir des conditions économiques favorables.

Des trajectoires plus hautes et plus basses sur les perspectives de réindustrialisation ainsi que des trajectoires retardées sur l'atteinte des objectifs de décarbonation pourront également être instruites, notamment à travers le scénario « d'atteinte partielle des objectifs ».

Bâtiments : de forts enjeux autour de l'électrification du chauffage

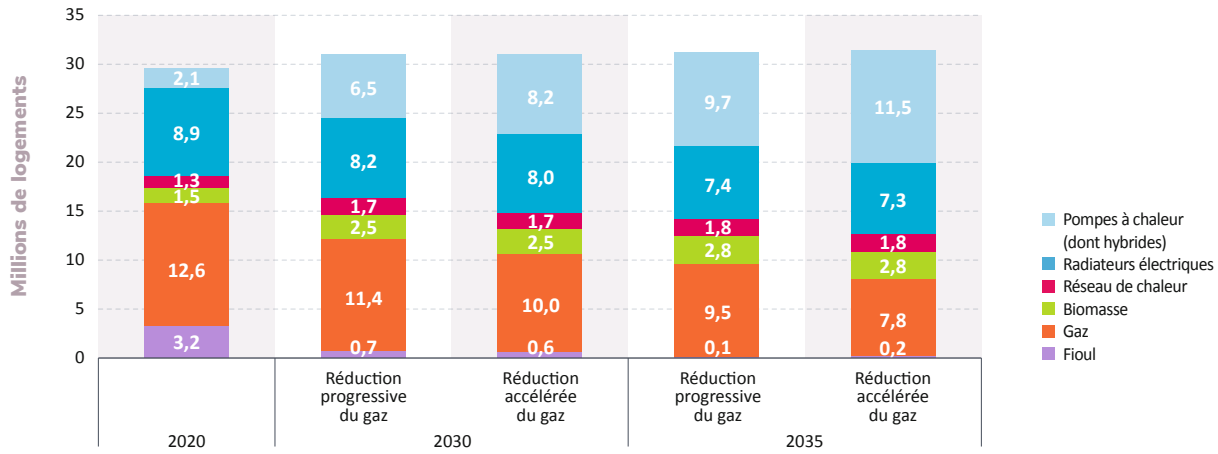
L'essentiel des enjeux de décarbonation dans les bâtiments résidentiels et tertiaires concerne le chauffage, qui génère à lui seul 82 % de ses émissions directes. Une des principales actions permettant d'accélérer la réduction des émissions dans ce secteur consiste donc à **accélérer le déploiement de solutions de chauffage alternatives au fioul et au gaz fossile.**

Parmi les principales solutions de chauffage bas-carbone identifiées (pompes à chaleur, chaudières biomasse, chaudières utilisant du biogaz, réseau de chaleur alimenté par des pompes à chaleur et des énergies renouvelables ou de récupération), le déploiement des pompes à chaleur (PAC) est une option amenée à prendre une place très importante pour accélérer la sortie des énergies fossiles. En effet, dans un contexte où le gisement accessible de biomasse (et donc de biogaz) est amené à être limité, les PAC présentent l'avantage de pouvoir être déployées rapidement et largement, avec des rendements performants[4].

L'État ayant interdit l'installation de nouvelles chaudières au fioul depuis le 1er juillet 2022 (dans le neuf et pour les chaudières existantes), **une trajectoire de sortie du fioul à un horizon 10-15 ans, s'appuyant sur des changements d'équipements au moment du renouvellement naturel des équipements et sur un remplacement très majoritairement par des pompes à chaleur électriques fait consensus parmi les acteurs.**

L'État a également officiellement annoncé mener des réflexions sur les moyens de réduire la place du gaz fossile dans les logements existants, pouvant aller jusqu'à l'interdiction du renouvellement des chaudières au gaz dans les bâtiments. Ces annonces suscitent des avis très contrastés et critiques dans le débat public. **Des incertitudes persistent donc sur le rythme effectif de sortie des chaudières au gaz ainsi que sur le rythme de leur remplacement par des pompes à chaleur et le type de solution choisie (PAC 100 % électriques ou PAC hybrides).**

Figure 9 Répartition des solutions de chauffage dans le parc de logements résidentiels en 2030 et 2035



4. Les rendements varient toutefois en fonction de la température extérieure et du degré d'isolation des bâtiments

Concernant les bâtiments résidentiels, deux types de trajectoires sont donc envisagées à ce stade :

- une trajectoire de sortie accélérée des chaudières au gaz pour atteindre les nouveaux objectifs climatiques, atteignant 8,2 millions de PAC en 2030[5] ;
- une trajectoire de sortie progressive des chaudières au gaz dans la continuité des trajectoires des *Futurs énergétiques 2050*, atteignant 6,5 millions de PAC en 2030.

Des hypothèses similaires peuvent être considérées pour le tertiaire, conduisant à un parc d'environ 300 Mm² équipés de pompes à chaleur en 2030 et 440 Mm² en 2035 dans la trajectoire de réduction accélérée du gaz. Dans la trajectoire de réduction progressive, les surfaces équipées sont de 200 Mm² en 2030 et 290 Mm² en 2035.

Dans le cadre de la consultation publique du Bilan prévisionnel, de nombreux acteurs ont fait part de la nécessité d'évaluer précisément les impacts d'une telle stratégie d'accélération du remplacement des chaudières au gaz par des solutions bas-carbone, notamment sur la consommation et la pointe électrique. En particulier, en réponse à différentes remarques sur la prise en compte des performances effectives des PAC en situation réelle et sur les effets liés au séquencement des travaux de rénovation et de l'installation d'une PAC, RTE a fait évoluer sa modélisation pour rendre compte de ces effets.

De manière plus générale, pour répondre aux nombreuses interrogations portant sur cette thématique et aux demandes des pouvoirs publics, RTE va réaliser une étude d'impact approfondie, reposant sur de nombreuses analyses de sensibilité. Celle-ci sera publiée dans le Bilan prévisionnel et visera à analyser de manière approfondie les effets sur la pointe de consommation électrique, la sécurité d'approvisionnement ainsi que sur les émissions de CO_2 du système électrique, les opportunités possibles pour le développement des pompes à chaleur hybrides, et l'effet des différentes stratégies possibles d'articulation entre l'installation des PAC et les travaux de rénovation et d'isolation des bâtiments.

Compte tenu des nombreuses incertitudes (rythme de déploiement, choix de technologie, performance des pompes à chaleur et de l'isolation, température de consigne…), la consommation électrique liée au chauffage dans les bâtiments résidentiels et tertiaires pourrait passer de 65 TWh en 2019, à une fourchette allant d'un peu moins de 60 TWh à un peu plus de 75 TWh à l'horizon 2035.

En complément du chauffage, d'autres usages électriques des secteurs résidentiel et tertiaire sont à considérer (e.g. : eau chaude sanitaire, éclairage, équipements électroménagers et numériques, climatisation, cuisson), dont la trajectoire de consommation est globalement orientée à la baisse. En effet, les augmentations de consommation liées à l'électrification de certains de ces usages et le recours à davantage de climatisation durant l'été sont compensées par les gains d'efficacité énergétique (e.g. : performance des équipements, généralisation des LED).

Concernant le développement important récent du télétravail, il est convenu qu'il n'entraîne que peu d'impact sur la consommation électrique de ces secteurs car il entraînerait plutôt un déplacement de la consommation depuis le secteur tertiaire vers le secteur résidentiel (principalement sur le chauffage, le numérique et la cuisson).

Il convient également de noter que le dispositif « Eco énergie tertiaire » fixe un objectif de réduction de consommation de 40 % en 2030 dans les bâtiments de plus de 1 000 m² mais l'impact sur le niveau de baisse effectif de la consommation électrique reste incertain.

Au total, la consommation électrique globale des secteurs résidentiel et tertiaire pourrait passer de 280 TWh en 2019 à une estimation de 260-280 TWh à l'horizon 2035[6] (hors consommation liée aux data centers).

5. Cette estimation haute est réalisée en supposant un changement de solution de chauffage au renouvellement naturel des équipements, pour lesquels une durée de vie moyenne de 20 ans est envisagée, qui correspondrait environ à 350 000 transferts vers des pompes à chaleur en moyenne par an d'ici 2035.
6. Compte tenu des incertitudes, les objectifs de réduction de la consommation prévus par le dispositif « Eco énergie tertiaire » sont supposés atteints avec retard dans ces trajectoires.

Data centers : de fortes incertitudes sur le raccordement effectif, pouvant entraîner une forte croissance de la consommation du secteur tertiaire

L'accroissement des besoins et les exigences grandissantes sur la protection des données (règlement RGPD, loi n° 2018-133 du 26 février 2018, investissements autour des clouds souverains et de confiance, etc.) laissent présager une forte croissance des centres de données (data centers) en Europe.

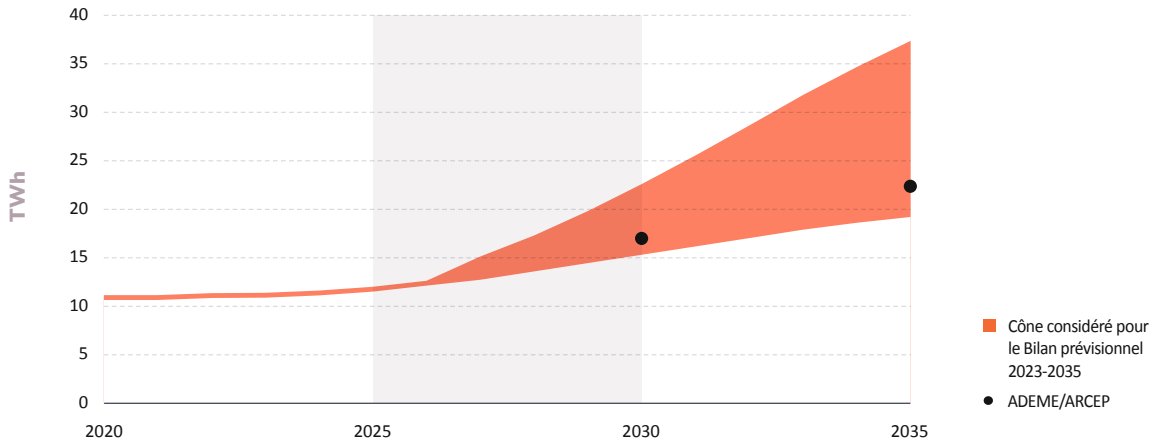
Les demandes de raccordement signées représentent aujourd'hui un peu plus de 3 GW, soit un potentiel de 26 TWh supplémentaires de consommation. Il existe néanmoins des incertitudes sur la décision finale ainsi que sur l'horizon de raccordement et le rythme de montée en charge des data centers.

Par ailleurs, une étude menée par l'ADEME et l'ARCEP sur la consommation du numérique à 2030-2050 pointe des incertitudes sur les impacts possibles des leviers de sobriété et d'efficacité énergétique sur la consommation des data centers, à travers notamment un scénario d'écoconception favorisant les data centers en colocation.

Un cône assez large de trajectoires possibles de consommation électrique des data centers peut donc être étudié.

Compte tenu des fortes incertitudes et des retours à la consultation, une consommation électrique des data centers comprise entre 20 et 30 TWh est retenue, intégrant des prudences sur leur raccordement effectif, portant la consommation totale des secteurs résidentiel et tertiaire entre 280 et 310 TWh à l'horizon 2035.

Figure 10 Trajectoires possibles de consommation électrique des data centers



ÉTAPE 2 : ÉVALUATION DES LEVIERS ACCESSIBLES

Efficacité énergétique : l'atteinte des objectifs climatiques s'appuie sur la poursuite des efforts et la massification de certaines actions

Parmi les leviers d'efficacité énergétique, deux catégories peuvent être distinguées : d'une part, l'amélioration de la performance thermique des bâtiments et, d'autre part, l'amélioration des performances des équipements. Si la finalité est la même et permet de réduire la consommation d'électricité pour un usage final identique, la dynamique de mise en œuvre et les gains associés sont de natures différentes.

S'agissant des bâtiments, les normes sur la construction neuve sont devenues progressivement de plus en plus exigeantes : en particulier, la nouvelle réglementation environnementale publiée en 2020 doit permettre de disposer de bâtiments neufs très performants sur le plan énergétique. Compte tenu du faible taux de renouvellement du parc de bâtiments (de l'ordre de 1 % par an), agir sur la construction neuve ne suffit pas à atteindre les objectifs énergie-climat : **il est donc crucial d'agir sur les bâtiments existants via la rénovation thermique pour maîtriser la consommation liée au chauffage (et dans une moindre mesure à la climatisation).**

Des mesures sont mises en place depuis plusieurs années pour permettre d'infléchir le rythme des rénovations thermiques des bâtiments, notamment les plus mal isolés (« passoires »), par exemple via l'interdiction de mise en location des logements de classes F et G et via un cadre réglementaire et financier favorable (par exemple, Ma Prime Rénov').

Toutefois, le rythme actuel des rénovations se situe encore aujourd'hui bien en-dessous des objectifs publics[7]. Cet écart entre les ambitions et la mise en pratique est également souligné par de nombreux retours, mais aucun consensus n'apparaît clairement quant à la trajectoire effectivement atteignable. Le rythme des rénovations à considérer sur l'horizon d'étude est ainsi très incertain et nécessite d'adopter une approche prudente. Même si une trajectoire ambitieuse semble indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques. Ainsi, une vision haute pourrait par exemple se situer autour de 640 000 logements rénovés en moyenne par an jusqu'à 2035, avec un gain unitaire d'efficacité moyen de 50 % environ. À titre illustratif, **le respect de cette trajectoire haute de rénovations permettrait de baisser la consommation électrique liée au chauffage des bâtiments résidentiels et tertiaires de l'ordre de 20 TWh en 2035[8].** Il convient aussi de noter qu'à la baisse de consommation électrique, s'ajoute également une baisse de consommation de combustibles fossiles pour les logements restant chauffés par des chaudières gaz ou fioul.

7. Les objectifs publics actuels prévoient 700 000 logements rénovés en moyenne par an jusqu'à 2035, avec un gain d'efficacité d'environ 60 %. Toutefois, le nombre de rénovations observé aujourd'hui est d'environ 400 000 logements rénovés par an avec un gain d'efficacité d'en moyenne 30 %.
8. Ce gain s'entend sur la consommation d'électricité uniquement et après prise en compte de l'effet rebond. Il ne prend pas en compte les économies réalisées avec la rénovation de logements chauffés autrement qu'à l'électricité.

S'agissant de l'amélioration des performances des équipements (électroménager, moteurs, procédés industriels), celle-ci peut généralement s'appuyer sur une dynamique de renouvellement plus favorable, les équipements concernés ayant souvent une durée de vie de l'ordre de quelques années ou de la dizaine d'années. Ainsi, le renouvellement « naturel » du parc d'équipements les plus anciens par des équipements neufs aux performances bien meilleures conduit mécaniquement à améliorer l'efficacité énergétique. Ces leviers contribuent actuellement à faire baisser la consommation dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel, et dans une moindre mesure des transports. La généralisation des éclairages à LED a par exemple permis de réduire de 10 TWh la consommation d'éclairage entre 2010 et 2020.

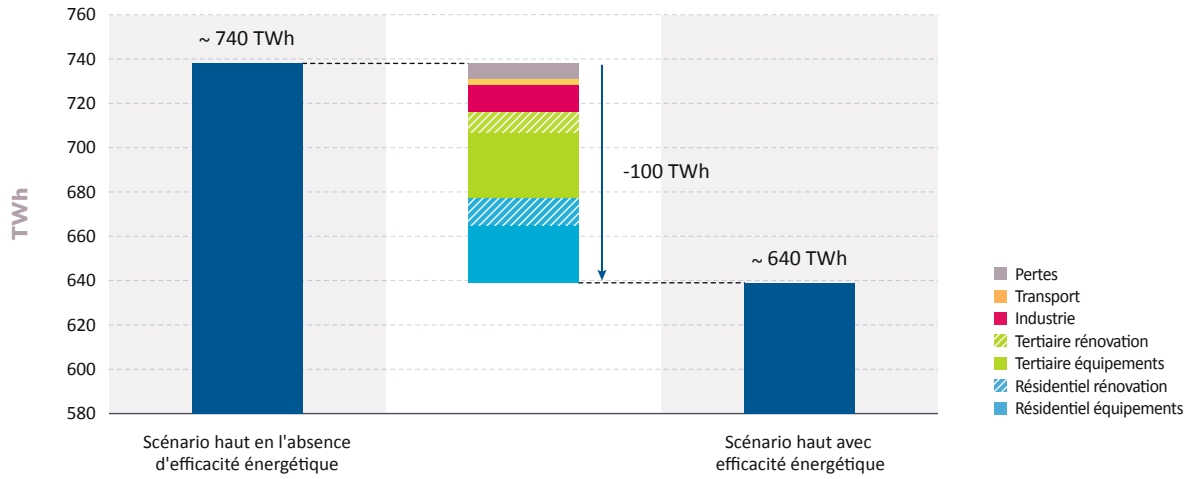
La poursuite et l'accélération de ces actions semblent donc aisément atteignables même si elles doivent être appuyées par des mesures réglementaires fortes (normes, étiquetage énergétique, directives d'écoconception, prix du carbone et extension du marché ETS…). Les gains associés pourraient s'élever à 80 à 100 TWh environ à l'horizon 2035 dans les différents secteurs concernés. Par exemple, à cet horizon :

- la poursuite de la généralisation des LED pourrait encore permettre de faire baisser la consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire de 15 TWh ;
- le gisement accessible de gains sur les procédés industriels devient limité, et ne pourrait faire gagner que 13 TWh environ.

En synthèse, dans les trajectoires de consommation les plus ambitieuses (scénario A), les gains permis par l'efficacité énergétique sont évalués à environ 100 TWh à l'horizon 2035, dont environ 20 TWh liés aux rénovations thermiques et 80 TWh liés aux performances énergétiques des équipements.

Des analyses de sensibilité intégrant des hypothèses plus prudentes, en particulier en matière de rythme et de performance des rénovations seront étudiées en détail afin d'anticiper les conséquences pour le système électrique et notamment l'équilibre production-consommation.

Figure 11 Effets possibles sur la consommation électrique des leviers d'efficacité énergétique en 2035



Note : les effets de la rénovation portent ici uniquement sur la consommation d'électricité et n'incluent pas les gains sur la consommation du gaz ou de fioul

Sobriété : un levier essentiel pour accélérer et consolider l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques

Depuis plusieurs années, le concept de la sobriété est au cœur de l'approche de la transition énergétique préconisée par une partie de la société civile via plusieurs ONG. Le concept a été repris et approfondi dans le cadre de scénarios institutionnels comme ceux de l'ADEME ou de RTE. Ainsi, dans les *Futurs énergétiques 2050*, un scénario dédié est consacré à la sobriété, définie dans ce cas comme un projet de société impliquant des changements structurels de modes de vie qui reposent sur un ensemble d'actions individuelles et collectives planifiées. Dans son 6e rapport d'évaluation publié en 2022, le GIEC identifie également la sobriété comme l'un des trois piliers essentiels pour respecter l'Accord de Paris visant à limiter le réchauffement planétaire « bien en deçà de 2 °C », au même titre que l'efficacité et la décarbonation.

À l'occasion de la crise énergétique connue au cours de l'hiver 2022-2023, la notion de sobriété a dépassé le cadre du débat d'experts sur la transition énergétique et s'est diffusée progressivement auprès de la population, notamment au travers du plan sobriété mis en place par le Gouvernement. Le périmètre des mesures de sobriété proposées pour l'hiver 2022-2023 est toutefois différent de celui des « scénarios sobriété » pour la neutralité carbone, dans la mesure où le plan sobriété renvoie essentiellement à des actions individuelles immédiates ou d'urgence, articulées autour de gestes simples (baisser la température, éteindre les lumières inutiles ainsi que les appareils en veille, adopter des modes de cuisson économes, etc.).

Finalement, **la crise de l'hiver 2022-2023 a conduit à une diminution historique de la consommation d'électricité, de l'ordre de 9% après prise en compte de la correction météorologique.** Cette baisse intègre les actions réalisées par les ménages, les entreprises et les gros industriels. Les premiers enseignements du bilan de l'hiver passé présentés par RTE le 16 mars 2023 ont souligné qu'il était *a priori* compliqué de distinguer les raisons de la baisse de consommation observée, et d'identifier la part de ces gestes qui relevait d'une volonté de sobriété par rapport à celle qui répondait à l'augmentation du coût de l'électricité ou plus généralement du coût de la vie (inflation).

Les retours de la consultation publique montrent également que la pérennisation de ces gestes, et par conséquent la baisse de consommation électrique observée cet hiver, ne fait pas consensus et que la mise en œuvre d'actions de sobriété plus structurelles peut soulever des questions d'acceptabilité.

En parallèle de la concertation, l'enquête inédite précitée qu'a mené IPSOS pour le compte de RTE a permis d'identifier l'appétence des Français envers les transformations qu'implique la transition énergétique et climatique, notamment des changements de comportement liés à des services consommant de l'électricité dans la mobilité et le logement.

L'enquête révèle notamment que **les Français sont plutôt favorables à poursuivre, voire renforcer, les actions de sobriété énergétique mises en place l'hiver dernier,** portant majoritairement sur des gestes simples du quotidien dans les logements (par exemple : baisser son chauffage).

Il semble donc accessible de pérenniser *a minima* une partie des comportements observés l'hiver dernier (pour les ménages et le tertiaire), mais aussi envisageable d'aller plus loin en mobilisant des actions

de sobriété énergétique complémentaires, en lien notamment avec l'élaboration en cours de nouveaux plans de sobriété par le Gouvernement. **Ces leviers pourraient ainsi se matérialiser par une baisse de la consommation d'électricité d'environ 10 à 20 TWh à l'horizon 2035.**

Toutefois, à très court terme, il apparaît plus difficile d'envisager des ruptures profondes dans les modes de production et de consommation en l'état actuel du contexte, et en particulier des solutions dont les ménages disposent. **Pousser l'effort de sobriété plus loin est tout à fait possible mais nécessite alors des évolutions fortes sur l'offre, sur l'accompagnement des ménages, et sur les politiques publiques ayant prises sur l'environnement dans lequel évoluent les ménages (services de transports collectifs, infrastructures cyclables, organisation de la ville, offre en logements collectifs désirables, structuration du marché de la colocation…).**

À l'horizon 2030/2035, des ruptures de modes de vie, même consenties, ont peu de chance de produire des effets fortement visibles sur la trajectoire de consommation électrique du fait des cadres relativement rigides et inertiels dans lesquels les Français évoluent. À l'horizon de la neutralité carbone en 2050, **des transformations d'ampleur des modes de production, de consommation et d'organisation collective restent néanmoins tout à fait envisageables et pourraient prendre le relais de la sobriété des gestes simples du quotidien pour poursuivre la réalisation d'économies d'énergie croissante,** et contribuer ainsi à l'atteinte d'une réduction de 40 % de la consommation d'énergie finale en 2050. Pour cela, des décisions doivent être prises dès aujourd'hui, dans la mesure où elles mettront plusieurs années à produire leurs effets.

Dans ce type de configuration, les gisements de « sobriété structurelle » identifiés dans le cadre de la concertation reprennent et complètent ceux qui avaient déjà été testés dans le scénario sobriété des *Futurs énergétiques 2050* : réduction des surfaces habitées pour réduire les consommations de chauffage, baisse de l'utilisation des véhicules particuliers et report modal vers d'autres moyens de mobilité, réduction du poids et de la taille des véhicules électriques de demain, meilleur taux d'occupation des véhicules particuliers, baisse du trafic aérien, réduction de la consommation finale de produits manufacturés…

L'activation de ces leviers complémentaires permettrait de limiter fortement et durablement la hausse de la consommation d'électricité, de l'ordre de 30 à 40 de TWh à l'horizon 2035. Ils intègrent les logements, le tertiaire, les transports ainsi que l'industrie par effet indirect.

Les différents degrés d'activation de l'ensemble de ces mesures de sobriété peuvent ainsi se traduire par un potentiel de baisse de la consommation électrique de l'ordre de 40 à 60 TWh. Des analyses de sensibilité intégrant des hypothèses plus ou moins prudentes, en particulier en termes de rythme, d'ampleur des efforts et de part de la population adoptant des gestes de sobriété seront étudiées.

Une production bas-carbone (nucléaire et renouvelable) à maximiser pour alimenter les besoins croissants d'électricité

Les annonces du président de la République dans son discours de Belfort en février 2022 dressent les grandes orientations du Gouvernement en termes d'évolution du mix électrique en France, qui seront déclinées dans la future PPE 3 : prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants dès lors que leur fonctionnement est compatible avec les normes de sûreté en vigueur, accélération de la trajectoire de développement des énergies renouvelables (en particulier, photovoltaïque et éolien en mer) et lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires.

Ces orientations ont depuis été complétées par différents textes législatifs et réglementaires permettant de dynamiser le développement de la production d'électricité bas-carbone. Il s'agit notamment de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, adoptée en février 2023, qui vise à alléger les contraintes administratives portant sur le développement de nouvelles installations et ainsi à en accroître le rythme de déploiement. La loi relative à l'accélération du nucléaire, adoptée par le Parlement en mai 2023, vise quant à elle à simplifier les procédures pour la construction de nouveaux réacteurs nucléaires ainsi que la procédure de réexamen périodique des réacteurs âgés de plus de 35 ans et à supprimer les contraintes actuelles de développement du nucléaire (suppression du plafond à 63 GW de puissance installée et de la part maximale de 50 % dans le mix électrique en 2035).

Toutefois, des incertitudes subsistent sur les conséquences concrètes de ces lois d'accélération pour chaque filière dans la mesure où le développement effectif de ces dernières dépend des capacités industrielles à suivre les rythmes d'installation, de l'acceptabilité des projets, des textes d'application des lois (par exemple, modalités de définition des zones d'accélération et d'exclusion des EnR) ou encore du rythme d'évolution du réseau. La transformation du mix électrique nécessite ainsi de sécuriser les chaînes d'approvisionnement et d'impliquer l'ensemble des parties prenantes afin de réussir la montée en cadence nécessaire à l'atteinte des trajectoires visées.

Les trajectoires de production d'électricité décarbonée cohérentes avec ces orientations, projetées à l'horizon 2035, rendent possible la couverture des niveaux de consommation présentés précédemment pour mener à bien la transition énergétique. L'atteinte d'une production décarbonée autour de 650 TWh en 2035 apparaît ambitieuse au regard de l'historique des années récentes et **reste conditionnée à la réussite de plusieurs défis industriels à la fois sur la maximisation du productible nucléaire et sur l'accélération du développement des énergies renouvelables.**

Depuis les *Futurs énergétiques 2050*, le débat a ainsi évolué vers la nécessité de disposer de tous les moyens de production bas-carbone accessibles pour produire suffisamment d'électricité à moyen terme et accompagner l'électrification des usages, en dépassant l'opposition caricaturale sur la place des énergies renouvelables et du nucléaire.

Nucléaire : une volonté de l'État de prolonger l'exploitation du parc existant et de maximiser sa production annuelle

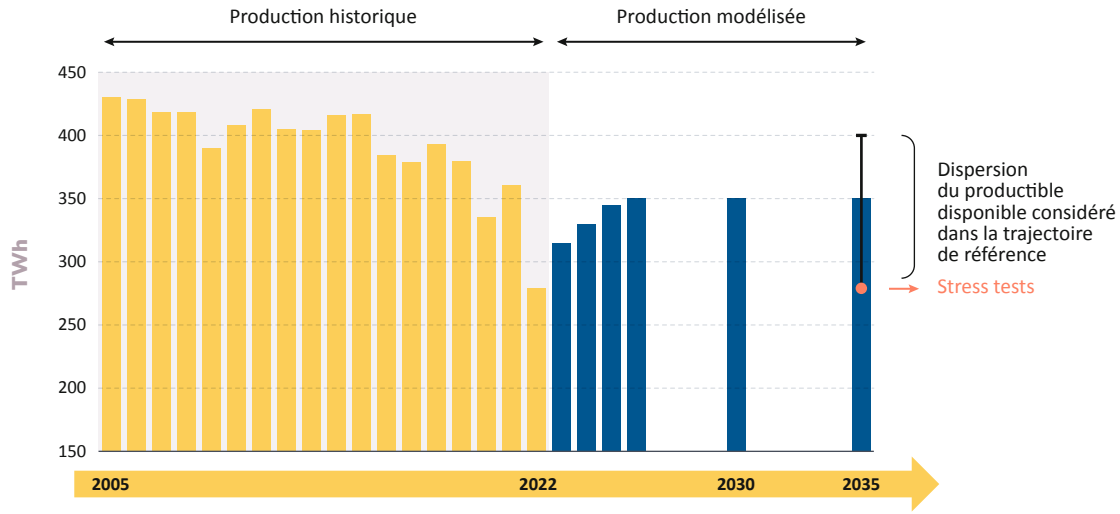
Conformément aux annonces du président de la République, la **majorité des acteurs s'accorde sur une hypothèse de principe de prolongation de tous les réacteurs au-delà de 50 ans.** Cependant, de nombreux répondants soulignent aussi que cette prolongation n'est pas acquise pour tous les réacteurs car conditionnée au respect des standards de sûreté nucléaire définis par l'ASN et soulèvent des questions sur la capacité industrielle de l'exploitant à réaliser les travaux de prolongation.

La crise récente rencontrée par le parc nucléaire sur les problèmes de corrosion sous contrainte (CSC) a fortement impacté la disponibilité du parc existant sur l'année 2022 et continuera de l'affecter *a minima* sur les trois prochaines années.

À court terme, RTE intègre le risque de prolongation d'arrêt dû aux problèmes de corrosion sous contrainte sous la forme d'un accroissement des durées d'arrêt en espérance pour la période 2023-2025. Ces accroissements sont calés de manière cohérente avec les enveloppes de productible – en net retrait par rapport aux productibles historiques – annoncées le 15 septembre 2022 par EDF pour 2023 (300-330 TWh) et 2024 (315-345 TWh).

À moyen terme, de nombreuses incertitudes existent sur le niveau de productible accessible par le parc de réacteurs de seconde génération en sortie de crise CSC du fait de son vieillissement et du risque de prolongation des arrêts pour VD5. À cela s'ajoutent de possibles contraintes industrielles pouvant conduire à devoir fermer des réacteurs pour raisons de sûreté à l'issue des

Figure 12 Trajectoires d'évolution du productible nucléaire du parc de deuxième génération



9. D'ici l'horizon 2035, 22 visites décennales (VD5) sont programmées et concernent les premiers réacteurs de 900 MW.

cinquièmes visites décennales (VD5)[9]. **Les éléments recueillis à date confortent RTE dans son hypothèse prudente d'une production annuelle moyenne de 350 TWh pour le parc de deuxième génération actuel (donc hors Flamanville 3), à partir de 2026.**

Cette hypothèse peut traduire plusieurs configurations possibles : une prolongation de tous les réacteurs avec un niveau de production réduit ou une fermeture de quelques réacteurs et un facteur de charge plus élevé des réacteurs restants en exploitation. Il convient par ailleurs de noter que le chiffre de 350 TWh correspond à un niveau moyen mais que l'analyse probabiliste de l'équilibre offre-demande inclut une forte dispersion autour de cette valeur.

En complément, différentes variantes concernant le productible annuel moyen seront étudiées.

- Des variantes volontaristes avec des niveaux de production qui atteignent à terme près de 400 TWh (y compris Flamanville 3) et qui sont atteignables en maximisant tous les leviers actuellement envisagés ;
- Des variantes plus prudentes avec des niveaux de production de l'ordre de 330 TWh (incluant Flamanville 3) ;
- Un stress test avec un niveau de production encore plus réduit, au niveau effectif de l'hiver 2022-2023, dans le cadre du diagnostic de sécurité d'approvisionnement.

À ce parc nucléaire existant de deuxième génération, s'ajoute la mise en service de Flamanville 3 prévue, à date, mi-2024 pour une production attendue à terme autour d'une dizaine de TWh par an. Au-delà de Flamanville 3, les acteurs partagent largement l'impossibilité de disposer de nouveaux réacteurs nucléaires (EPR et SMR) à l'horizon 2035.

Énergies renouvelables : un levier essentiel pour accroître rapidement le productible décarboné

Le besoin et la possibilité d'accélérer sur le développement des énergies renouvelables, en cohérence avec les ambitions affichées par le gouvernement, sont soutenus par une grande majorité des répondants. En effet, pour alimenter les besoins croissants d'électricité, il est primordial de maximiser le niveau de production décarbonée. Or, d'ici 2035, seul le déploiement massif des énergies renouvelables est techniquement possible. **La France doit ainsi viser une production renouvelable annuelle de l'ordre de 250 TWh au minimum d'ici 2035, contre environ 120 TWh aujourd'hui, et même davantage autour de 300 TWh d'après les éléments recueillis dans le cadre de la concertation.**

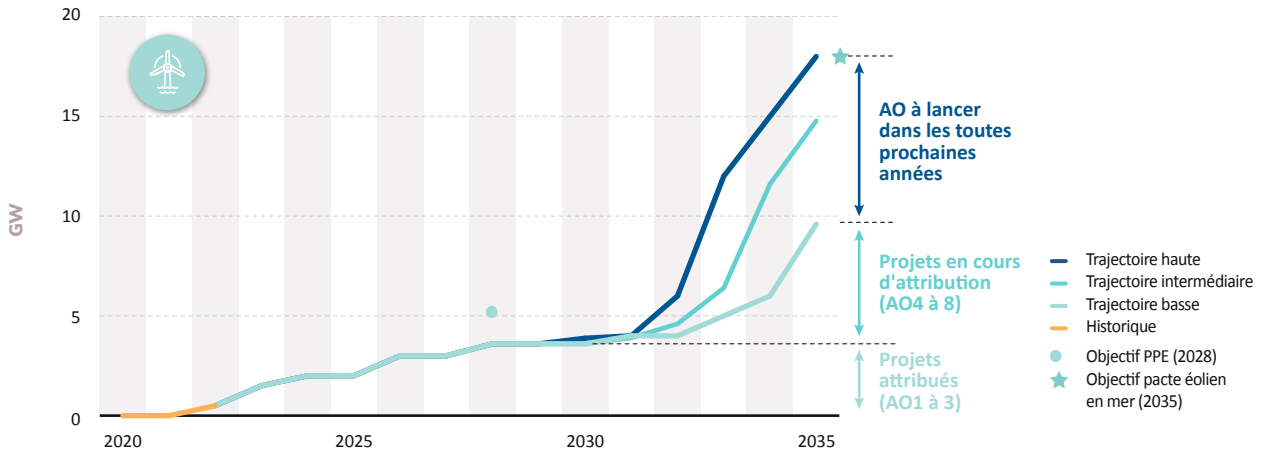
Éolien en mer

Une forte ambition d'accélération du développement de la filière est affichée dans le Pacte éolien en mer signé entre l'État et la filière. Il fixe un objectif de développement de la filière à hauteur de 18 GW en 2035.

Toutefois, à ce stade, seuls les parcs éoliens en mer correspondant aux appels d'offres (AO) 1 à 3 et très récemment l'AO4 ont été attribués tandis que les projets de l'AO5 à l'AO8 (environ 5 GW avec les extensions) doivent l'être d'ici 2025. Quelques difficultés sont remontées par les parties prenantes, telles que le besoin de visibilité, les conflits d'usages avec d'autres usages de la mer (notamment pêche ou tourisme) ou encore les enjeux de préservation de l'environnement. En particulier, les réserves soulevées ont porté principalement sur la façade atlantique et les projets d'éolien flottant en Méditerranée, avec des enjeux spécifiques sur la biodiversité.

D'ici à 2030, un consensus parmi les acteurs consiste à anticiper un développement limité de l'éolien en mer en considérant uniquement les projets déjà clairement identifiés (AO1 à 3 et appels d'offres expérimentaux de l'éolien flottant), à hauteur de 4 GW environ.

Figure 13 Trajectoires de développement de l'éolien en mer dans le Bilan prévisionnel 2023



À l'horizon 2035, l'atteinte de l'objectif politique du Pacte éolien en mer apparaît vu d'aujourd'hui très ambitieux dans la mesure où il nécessite de passer de 4 GW à 18 GW en cinq ans. **Cette cible reste néanmoins atteignable à condition de lancer les appels d'offres nécessaires dans les toutes prochaines années pour sécuriser la « chaîne de valeur » dans un contexte de forte demande mondiale** (matières premières, construction, installation…) et d'avoir une planification des espaces maritimes afin de prévoir les besoins de développement des réseaux.

Différentes trajectoires sont ainsi jugées pertinentes à cet horizon par les parties prenantes :

- trajectoire « d'atteinte des objectifs publics » : atteinte du Pacte éolien en mer (18 GW en 2035) ;
- deux trajectoires plus prudentes : l'une visant à étudier les conséquences d'un retard du programme avec une mise en service limitée aux AO de la PPE 2 (environ 10 GW en 2035), et l'autre prévoyant quelques mises en service des futurs AO de la PPE3 (environ 14 GW en 2035).

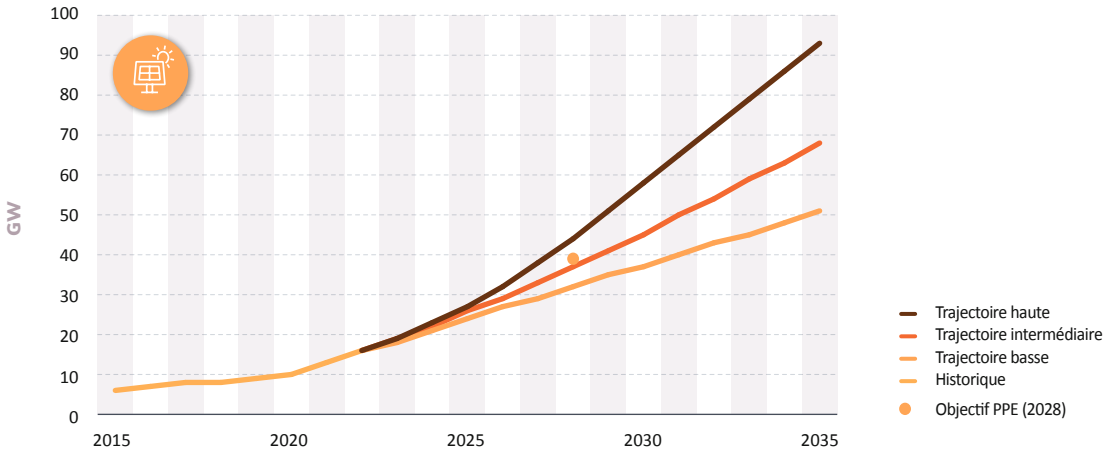
Finalement, l'atteinte du Pacte éolien en mer permettrait d'augmenter significativement la production décarbonée à l'horizon 2035. Cette trajectoire permettrait de dégager environ 60 TWh supplémentaires d'ici à 2035, principalement après 2030. Elle n'est accessible que sous l'hypothèse d'une accélération sans précédent des attributions des parcs au cours des toutes prochaines années.

Photovoltaïque

Le rythme de développement de cette filière a connu une inflexion au cours des deux dernières années avec la mise en service de plus de 2 GW/an de nouvelles installations. De plus, le portefeuille de projets en cours de développement apparaît en nette croissance, ce qui devrait donc faire augmenter mécaniquement le rythme de mise en service dans les prochaines années.

Les acteurs partagent ainsi le besoin et la faisabilité de maintenir *a minima* ce rythme de déploiement

Figure 14 Trajectoires de développement du photovoltaïque dans le Bilan prévisionnel 2023



10. Il s'agit par exemple de faciliter l'installation de panneaux solaires sur des terrains déjà artificialisés ou ne présentant pas d'enjeu environnemental majeur (abords des autoroutes et des grands axes, friches industrielles à proximité du littoral, etc.). La loi prévoit également l'obligation d'installer des panneaux photovoltaïques sur les grands parkings extérieurs (plus de 1 500 m²).

et proposent de viser une trajectoire d'au moins 3 GW/an.

Par ailleurs, sous l'effet de la volonté politique d'accélération, déjà présente dans la PPE actuellement en vigueur et réaffirmée depuis dans les dernières annonces du président de la République et du Gouvernement, **le rythme de déploiement du photovoltaïque pourrait encore augmenter en France.**

La consultation publique conduit à considérer plusieurs trajectoires :

- **une trajectoire intermédiaire atteignant 4 GW/an :** proche des objectifs de la PPE2 et similaire aux dynamiques observées dans les pays voisins, tels que l'Allemagne (+5,3 GW/an depuis 2019), l'Espagne (+3,7 GW/an depuis 2019, hors installations en autoconsommation) ou encore les Pays-Bas ;
- **une trajectoire plus haute de l'ordre de 7 GW/an, voire au-delà, soutenue par les acteurs de la filière :** ce type de trajectoire n'est atteignable qu'à moyen terme (pas avant 2027) et **à condition d'être accompagné de perspectives de relocalisation de la chaîne de valeur de la filière solaire en France ou en Europe (usines de production de modules ou d'assemblage des panneaux).**

Le développement du photovoltaïque permettrait ainsi d'augmenter la production décarbonée dès 2025 (entre +40 et +95 TWh entre aujourd'hui et 2035 selon les trajectoires).

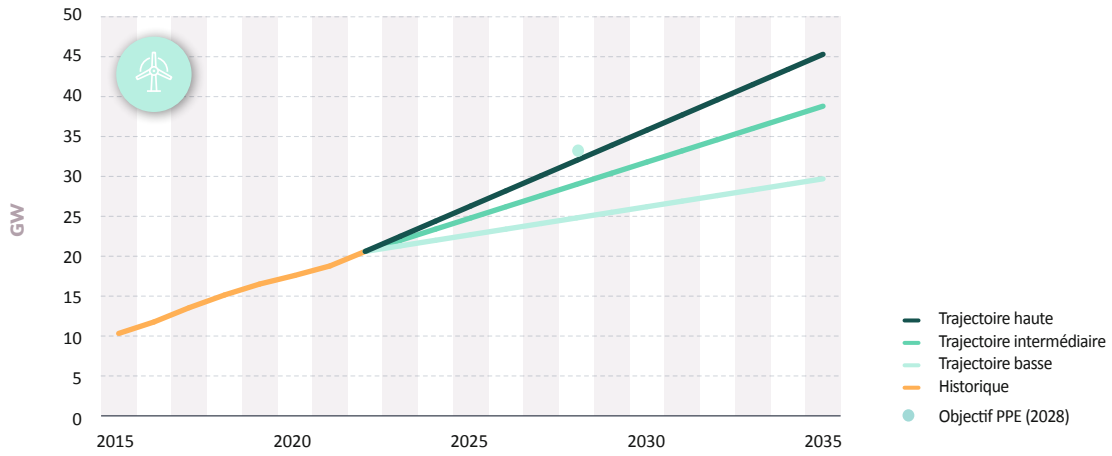
Sous l'effet des dispositions introduites par la loi d'accélération des énergies renouvelables[10], cette accélération du photovoltaïque devrait néanmoins s'accompagner d'une évolution de la nature des surfaces utilisées : les installations seraient davantage favorisées sur des espaces déjà artificialisés, délaissés ou des terres agricoles incultes. Cela pourrait donc influencer fortement le développement de l'agrivoltaïsme et également impacter la répartition entre les différents types d'installations (parcs au sol, panneaux sur ombrières et grands bâtiments, toitures résidentielles).

Éolien terrestre

Malgré un rythme de développement régulier depuis 2019 (environ 1,4 GW/an) et de nombreux projets en cours d'instruction, cette filière reste marquée par une problématique d'acceptabilité dans le débat public et politique.

Le discours prononcé par le président de la République à Belfort en février 2022 a ainsi posé le principe d'un

Figure 15 Trajectoires de développement de l'éolien terrestre dans le Bilan prévisionnel 2023



lissage du rythme de développement de l'éolien terrestre, avec une cible autour de 40 GW en 2050 au lieu de 2030 dans la PPE2. Ces annonces ne précisent toutefois pas la trajectoire sur la prochaine décennie qui reste une question ouverte.

Compte tenu de certaines oppositions locales et de différentes prises de position politiques, **une trajectoire basse** est étudiée avec un rythme de **0,7 GW/an** qui, maintenu jusqu'en 2050, permet d'atteindre 40 GW.

Une majorité de parties prenantes pointe toutefois l'importance de poursuivre les efforts de développement de cette filière sur les 10 à 15 prochaines années pour disposer de suffisamment d'électricité décarbonée, à un prix compétitif, dans un contexte d'électrification massive. Ainsi, l'instruction de deux trajectoires plus hautes est nécessaire :

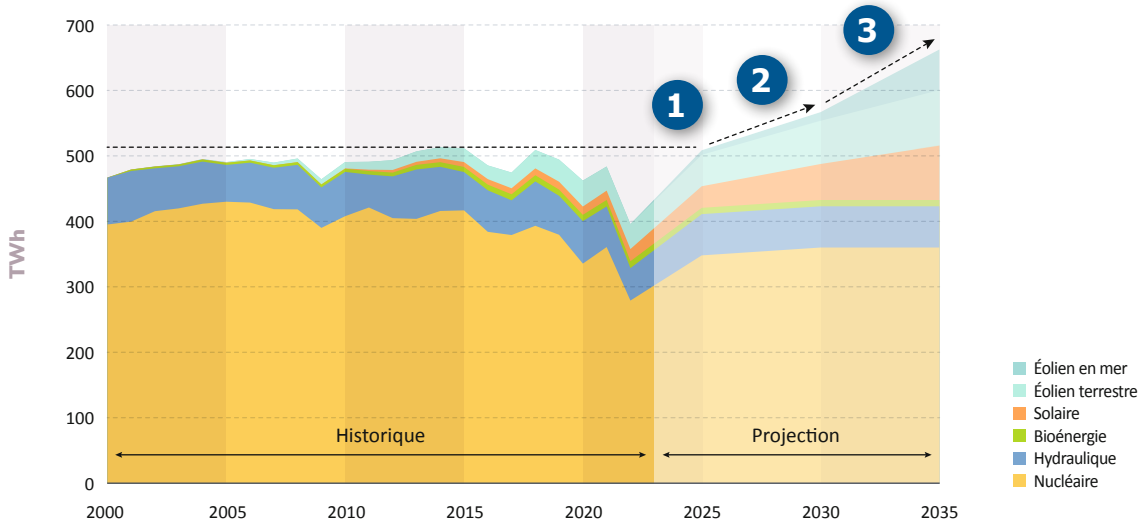
(i) **une trajectoire de l'ordre de 1,5 GW/an** qui prolonge le rythme moyen des 5 dernières années ;

(ii) **une trajectoire de l'ordre de 2 GW/an** qui s'appuie sur une accélération supplémentaire, proche des rythmes observés sur les années les plus favorables, et qui nécessite de mettre en place une planification territoriale permettant d'améliorer l'acceptabilité de la filière et l'appropriation de ses enjeux par le grand public.

La poursuite du développement de l'éolien terrestre est ainsi essentielle pour permettre une forte augmentation de la production décarbonée dès 2025, (entre +25 et +60 TWh entre aujourd'hui et 2035 selon les trajectoires).

Par ailleurs, à compter de 2025, le programme de renouvellement des parcs les plus anciens devrait monter en puissance et représenter près de 800 MW/an entre 2025 et 2030 (à ajouter aux rythmes de mise en service de nouvelles installations). À cette occasion, le facteur de charge des installations concernées pourrait augmenter. Suite à la consultation publique, RTE propose de faire évoluer sa modélisation pour intégrer les effets attendus de la mise en service de machines plus

Figure 16 Évolution de la production décarbonée sur la période 2000-2035



11. En intégrant des niveaux de production stables pour l'hydraulique de 60 TWh et pour les bioénergies de 10 TWh

performantes (repowering ou nouveaux parcs), de la façon suivante : maintien d'un facteur de charge stable (23,5 %) pour les prochaines années puis augmentation progressive du facteur de charge moyen de l'ensemble des installations en service, qui atteindrait 26 % à 2035. L'installation de machines plus performantes lors du repowering contribuerait à hauteur de quelques TWh parmi la hausse de la production éolienne attendue d'ici à 2035 mais elle repose sur la possibilité d'augmenter effectivement la taille des éoliennes existantes sur les sites existants.

Hydraulique

Cette filière contribue aujourd'hui largement à la production d'électricité bas-carbone en France et à la couverture des besoins de flexibilité du système électrique. Néanmoins, la grande majorité des sites propices sont déjà aujourd'hui équipés. En conséquence, la capacité hydraulique ne devrait croître que faiblement au cours des dix prochaines années, en s'appuyant sur quelques projets de suréquipement des installations existantes et/ou de nouvelles stations de pompage-turbinage (STEP). Dans le même temps, les effets du changement climatiques sont susceptibles d'affecter la production hydraulique, dans sa répartition annuelle et dans le volume disponible du fait de conflits d'usage probablement croissants sur l'eau. RTE ne prévoit donc pas d'augmentation du productible hydraulique moyen, même dans une situation d'augmentation de la capacité technique de production.

Bilan pour la production bas carbone

En synthèse, les réponses à la consultation publique ont permis d'établir plusieurs trajectoires d'évolution de la production décarbonée qui permettent d'atteindre des niveaux de production de l'ordre de 600 à 650 TWh[11] en 2035. Elles peuvent être atteintes par différentes combinaisons d'activation des leviers sur la production nucléaire et des énergies renouvelables, et dépendent ainsi de la réussite de paris industriels sur le développement de chacune de ces filières. Selon les retours des acteurs, aller au-delà, et atteindre des niveaux de production de l'ordre de 700 TWh est également accessible, mais suppose la concrétisation de tous les paris sur toutes les filières à leur maximum.

Ainsi, alors que la production bas-carbone n'a pas crû en France depuis 20 ans, les politiques décidées doivent permettre de l'infléchir à la hausse dans les prochaines années :

(i) la première étape, à court terme, consiste à revenir au niveau historique de production, sous l'effet de la reprise de la production nucléaire et la concrétisation des projets en cours d'éolien terrestre et photovoltaïque ;
(ii) d'ici 2030, elle devrait dépasser ce niveau historique grâce à l'accélération du développement du photovoltaïque et une poursuite tendancielle du développement de l'éolien terrestre ;
(iii) entre 2030 et 2035, la croissance devrait être plus importante avec l'accélération du développement de l'éolien en mer et du photovoltaïque.

PREMIÈRES ANALYSES

Équilibre production-consommation en énergie (en TWh) : la couverture des besoins d'électricité est accessible en mobilisant les quatre leviers essentiels

À l'horizon 2035, les besoins d'électricité remontés par les acteurs pour mener à bien la transition énergétique s'élèvent **entre 580 et 640 TWh en fonction des différentes combinaisons possibles de développement des actions de sobriété et d'efficacité énergétique.**

Côté production, la mobilisation des leviers de production renouvelable pour atteindre les trajectoires les plus hautes permettrait de porter la production bas-carbone française autour de 650 TWh en 2035, voire au-delà, en fonction de la capacité à effectivement accélérer sur chacune des filières. Dans l'hypothèse haute et même en retenant une vision prudente de la production future du parc nucléaire (360 TWh avec Flamanville 3), les niveaux de productible bas-carbone sont ainsi largement compatibles avec la couverture des besoins de consommation identifiés. Les trajectoires les plus hautes en matière de développement des énergies renouvelables sont toutefois adossées à un certain nombre de conditions : lancement rapide de nombreux appels d'offres éolien en mer, poursuite du développement de l'éolien terrestre sur un rythme au moins égal à celui des dernières années, accélération sur le déploiement du photovoltaïque notamment sur ombrières et grandes toitures…

Ces premières analyses montrent que la mobilisation au maximum de tous les leviers d'efficacité énergétique, de sobriété et de production renouvelable permettrait de couvrir largement les besoins d'électricité (marge de production bas-carbone de plusieurs dizaines de TWh).

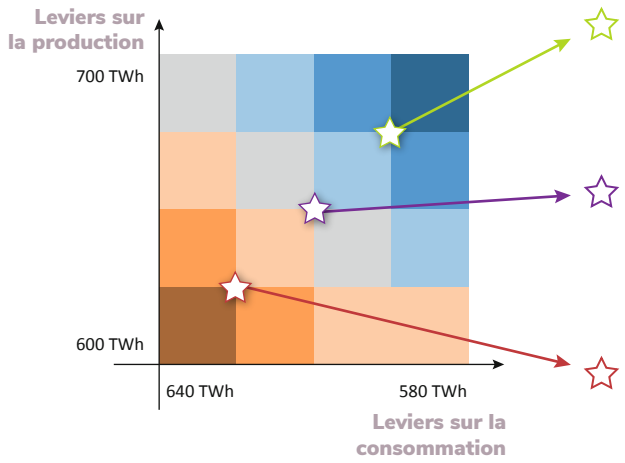
À l'inverse, ne pas activer ces leviers pourrait conduire à des situations où le recours à la production thermique fossile et/ou aux imports serait indispensable pour couvrir les besoins en énergie (jusqu'à une cinquantaine de TWh environ à couvrir par ces moyens) : en effet, dans le cas où le développement de la production renouvelable resterait sur les trajectoires basses (prolongation des tendances actuelles), le productible bas-carbone à l'horizon 2035 serait évalué à environ 600 TWh seulement.

Entre ces configurations, différentes gradations des quatre leviers (l'efficacité énergétique, la sobriété, le nucléaire et les renouvelables) sont possibles pour atteindre les objectifs de décarbonation. Un moindre développement de l'un de ces leviers doit néanmoins être considéré avec vigilance car il pourrait conduire mécaniquement à un risque élevé d'échec dans l'atteinte des objectifs climatiques, et fragiliser la résilience du système électrique à d'éventuels aléas défavorables, surtout s'il n'est pas compensé par une accélération supplémentaire sur les autres leviers.

En d'autres termes, des marges de manœuvre existent pour combiner les quatre leviers essentiels et assurer la couverture des besoins en électricité (en énergie annuelle) mais celles-ci sont désormais relativement limitées.

Ainsi, un retard sur les leviers de sobriété et d'efficacité peut entraîner une hausse de la consommation de l'ordre de 50 TWh mais peut être compensé par une accélération plus importante sur le

Figure 17 Un large panel de bilans en énergie en fonction des combinaisons des leviers



Une marge de bouclage confortable :
- Nécessite d'activer l'essentiel des leviers
- Permet d'assurer la résilience à des aléas ou des retards sur la production et/ou les économies d'énergie

Des marges plus modérées :
- L'équilibre du système reste globalement assuré, même si certains leviers ne sont pas ou peu activés
- Conduit à une moindre résilience à des aléas supplémentaires sur la production ou la consommation

Des marges nulles voire négatives :
- Un bouclage en énergie qui repose sur le thermique fossile et/ou les imports
- Ne permet *a priori* pas l'atteinte des objectifs climatiques, voire accroît le risque de déséquilibre offre-demande

développement des autres filières renouvelables ou nucléaire. De même, un aléa sur un des leviers de production peut entraîner une baisse de la production de 20 à 50 TWh mais peut être compensé par une accélération plus importante du développement des autres filières ou par la mise en place de mesures plus fortes de sobriété ou d'efficacité énergétique.

Compte tenu des fortes incertitudes sur les perspectives d'évolution des principaux déterminants du système électrique, une large partie des acteurs industriels s'accordent sur le fait que le développement combiné de tous les leviers identifiés doit être envisagé (dans des proportions à affiner), afin d'améliorer la résilience du système et éviter d'avoir recours aux imports d'électricité ou au thermique fossile. Les représentants de la société civile témoignent néanmoins également d'attitudes plus clivées, RTE ayant reçu dans le cadre de la consultation publique un certain nombre de demandes de continuer à explorer des scénarios très contrastés (sans nouveau nucléaire et avec une fermeture accélérée des réacteurs existants, sans effort sur les renouvelables, sans modification des modes de vie ou au contraire en décrivant une transformation rapide de l'organisation de la société pour réduire fortement son empreinte, etc.).

Ces premières évaluations montrent que les marges de manœuvre dont la France dispose pour assurer le bouclage en énergie à l'échelle annuelle existent mais sont désormais extrêmement limitées : l'atteinte des objectifs ne peut reposer uniquement sur des leviers d'augmentation de la production et la sobriété apparaît désormais comme un levier essentiel au même titre que les autres.

En synthèse, le respect de la trajectoire climatique nécessite donc d'accompagner l'électrification des usages par une *mobilisation conjointe* de quatre leviers essentiels : l'efficacité énergétique, la sobriété, le nucléaire et les renouvelables. Cela doit notamment conduire à développer l'usage de l'électricité dans des objets quotidiens (la voiture, le chauffage) tout en trouvant des moyens de l'économiser, sans que cela ne soit contradictoire.

Équilibre production-consommation en puissance (en GW) : un éclairage des arbitrages coûts/niveau de risque possibles en matière de dimensionnement du système électrique

L'analyse des risques de déséquilibre entre les besoins en électricité et l'offre disponible pour les satisfaire à tout instant constitue l'un des principaux objectifs du Bilan prévisionnel. Il détermine ainsi les conditions et besoins d'investissement nécessaires à l'atteinte d'un niveau de sécurité d'approvisionnement satisfaisant au regard du critère fixé par les pouvoirs publics (et non par RTE).

Cette évaluation intervient dans un contexte inédit et constitue un sujet d'importance majeure du Bilan prévisionnel 2023. Depuis plusieurs années, RTE signale que la situation de sécurité d'approvisionnement en électricité de la France s'est dégradée et ne correspond plus au niveau visé. La succession de crises récentes (crise sanitaire, corrosion sous contrainte, stress hydrique, risque d'indisponibilité du gaz) a conduit à un risque inédit de coupures en préparation de l'hiver 2022-2023. Récemment, la commission d'enquête parlementaire sur les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France a proposé de réviser la doctrine de sécurité d'approvisionnement française, afin notamment de ne pas se reposer sur une part significative des imports pour le passage des situations tendues sur le plan de l'équilibre offre-demande. Les retours des acteurs dans le cadre de la consultation publique montrent que plusieurs d'entre eux partagent des préoccupations similaires quant à l'interdépendance croissante entre pays au sein du système électrique européen alors que les décisions de mix électrique demeurent des choix de politique nationale.

Garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité au long de la trajectoire de sortie des énergies fossiles constitue un prérequis à l'atteinte des objectifs climatiques. En effet, la situation rencontrée en préparation de l'hiver dernier a mis en évidence la faible acceptabilité par la collectivité de la possibilité d'une rupture d'approvisionnement en électricité et est de nature à questionner le bien-fondé d'une politique d'électrification dans ces conditions. L'exemple de l'hiver dernier a également mis en évidence que la rentabilité des transferts d'usage vers l'électricité aurait été dégradée sans intervention de l'État pour limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs finaux consécutive au manque d'offre sur les marchés (cf. analyse économique). **Ces constats renforcent la nécessité d'augmenter le niveau de sécurité d'approvisionnement au cours de la prochaine décennie, sans accroître l'interdépendance entre la France et les pays voisins.**

La transition énergétique intensifie ces problématiques. D'une part, l'accélération des transferts d'usage vers l'électricité entraînera l'augmentation des pointes de consommation électrique en France, accentuant ainsi le besoin de capacités pour atteindre un niveau identique de sécurité d'approvisionnement. D'autre part, l'engagement concomitant de l'ensemble du continent dans la réalisation des objectifs climatiques bouleversera les manières de produire et consommer l'électricité à l'étranger (fermeture des parcs thermiques fossiles, électrification du chauffage, etc.) qui seront de nature à changer les grands équilibres européens en matière de flux d'électricité.

À ce titre, l'analyse en puissance menée par RTE sur les différents scénarios et variantes proposés visera à :

(i) détailler les profils de consommation d'électricité et de production à l'horizon 2035 compte tenu respectivement de l'électrification des usages et des profondes modifications de mix à l'échelle européenne ;

(ii) identifier les leviers de flexibilités, stockages et productions pilotables accessibles aux différents horizons temporels pour accroître le niveau de sécurité d'approvisionnement ;

(iii) évaluer les besoins de capacités en fonction de différents niveaux cibles de sécurité d'approvisionnement pouvant inclure des situations de stress test ;

(iv) estimer les conséquences économiques et le gain en résilience apporté au système en fonction de la nature des capacités mobilisées pour l'atteinte de différents niveaux de sécurité.

Du côté de la demande, la sortie des énergies fossiles nécessitera d'accroître les taux d'électrification des usages existants (chauffage, industrie, etc.) et d'en développer de nouveaux (mobilité électrique, électrolyse, etc.). S'agissant d'un usage existant comme le chauffage électrique, le profil de consommation est connu mais évoluera selon le type de solution électrique déployé (Joule ou PAC) et le niveau de performance thermique des bâtiments. Pour un nouvel usage électrique comme la mobilité, les futures heures de recharge des véhicules sont du domaine de la prospective en fonction du type de véhicule, de son usage et du degré de pilotage de sa recharge. L'étude de variantes concernant ces deux transitions majeures dans les secteurs du bâtiment et des transports permettront d'analyser en détail les profils en puissance.

Du côté de l'offre, la croissance accélérée des renouvelables anticipées dans toute l'Europe couplée à la fermeture progressive des centrales thermiques fossiles posera dès 2030 des défis importants. En effet, alors que la gestion par la demande reste aujourd'hui marginale, le développement concomitant des mêmes sources de production éolienne et solaire aux profils de production relativement corrélés conduira à l'alternance de période d'abondance et de rareté en électricité. Une variante dédiée portera sur les conséquences pour le fonctionnement du système électrique européen d'un faible déploiement des flexibilités et du stockage.

Compte tenu de l'accélération des objectifs de décarbonation et d'électrification et des aléas pouvant affecter la disponibilité des capacités de production renouvelable et nucléaire, l'équilibre en puissance à l'horizon 2030-2035 devrait nécessiter un réel effort sur la mobilisation de différentes flexibilités (stockage par batteries, centrales thermiques, modulation de la demande, nouvelles stations de pompage-turbinage…), en vue de couvrir les besoins lors des pointes de consommation.

En particulier, le développement de la flexibilité de la demande, via le pilotage de la recharge des véhicules électriques mais également grâce au développement du pilotage de nouveaux usages dans les bâtiments tertiaires et les procédés industriels doit être encouragé dans la mesure où elle s'appuie généralement sur des solutions peu coûteuses. Elle doit permettre à terme de mieux faire coïncider les périodes d'abondance de production d'électricité avec celles de forte consommation et à l'inverse d'éviter toute consommation dans les moments de tension. Ceci paraît accessible compte tenu par exemple du caractère stockable de l'électricité dans les véhicules électriques : la bascule vers la mobilité électrique est l'occasion de décaler dans le temps cette consommation comme cela avait été fait historiquement pour l'eau chaude sanitaire.

Les industriels pourraient également voir croître leur gisement d'effacement avec la possibilité pour les électrolyseurs de s'effacer lors des périodes de tension, bien que les éléments recueillis dans le cadre de la consultation publique laissent présager de fonctionnements spontanément peu flexibles compte tenu des besoins continus des procédés industriels.

Les travaux préliminaires plaident pour une planification du déploiement de ces moyens de flexibilité dont l'évaluation quantitative sera effectuée par RTE dans le cadre de l'analyse de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel 2023.

Au-delà du développement du pilotage de la consommation, il peut être envisagé de recourir à des technologies centralisées et généralement plus capitalistiques – batteries stationnaires et nouvelles STEP – qui pourraient offrir un service complémentaire. En outre, la France dispose de quelques centrales thermiques au charbon et au fioul dont la fin de vie est programmée sur l'horizon du Bilan prévisionnel mais pour lesquelles des options de conversion à des combustibles décarbonés (biomasse et biofioul) existent d'ores et déjà et permettent d'envisager leur prolongation comme l'ont souligné plusieurs retours d'acteurs à la consultation publique.

Le degré de mobilisation de ces différentes flexibilités s'apprécie en regard de la doctrine de sécurité d'approvisionnement française qui est actuellement fondée sur l'acceptation d'un risque (le risque « zéro » n'existant pas), dont le niveau est une durée moyenne de délestage inférieure à deux heures et une durée de défaillance inférieure à trois heures compte tenu de l'ensemble des aléas pouvant affecter l'offre (faible vent ou ensoleillement, indisponibilité fortuite du nucléaire, de l'hydraulique ou du thermique, etc.) et la demande (vague de froid, etc.) en électricité. Cette approche probabiliste présente les défauts de ses qualités : plusieurs milliers de configurations sont testées, de façon à adresser un risque protéiforme mais les principaux inducteurs de ce risque et les conséquences des situations face auxquelles le système n'est pas couvert ne sont pas explicités.

En particulier, la satisfaction du critère en moyenne peut occulter des configurations de très faible occurrence mais de risques très élevés de défaillance. Afin de pallier ces limites, **RTE a proposé ces dernières années d'intégrer systématiquement à l'analyse de sécurité d'approvisionnement l'étude de situations de stress tests et d'évaluer leurs conséquences.** Les retours des acteurs à la consultation publique montrent une large adhésion au principe d'inclure des stress tests à l'analyse mais le choix des stress-tests à étudier de manière prioritaire, voire à intégrer dans les principes de dimensionnement du système électrique, ne fait pas encore consensus.

L'évaluation de sécurité d'approvisionnement menée par RTE tient compte de la contribution des pays voisins conformément au code de l'énergie. Celle-ci n'est pas un pari mais le résultat d'un modèle tenant compte de la capacité et de la disponibilité des interconnexions ainsi que des marges de production disponibles à l'étranger lors des heures où le système électrique français est tendu. Ainsi, le renforcement des interconnexions n'impliquera pas nécessairement que la France comptera davantage sur ses voisins en situation de tension compte tenu des transformations des profils de consommation et production de ces pays. Comme dans ses précédentes éditions, le Bilan prévisionnel 2023 présentera une étude dédiée à l'analyse de la situation de sécurité d'approvisionnement en l'absence d'interconnexions, en simulant le cas d'une France isolée de ses voisins.

Figure 18 Tableau des stress tests envisagés

Type de stress	Caractérisation
Vague de froid	Hiver 2011-2012
Éolien	Facteur de charge faible
Nucléaire	Disponibilité 2022-2023
Sécheresse et canicule	Été 2022
Interconnexions	Faible capacité d'import

RTE entend présenter différentes combinaisons {niveau de sécurité, coûts} afin d'informer les parties prenantes sur les tenants et aboutissants en matière de redéfinition du niveau de sécurité d'approvisionnement. Les premières analyses montrent qu'il est possible d'augmenter le niveau de sécurité d'approvisionnement mais que, pour rester compétitives, ces combinaisons reposent sur une mutualisation européenne, sans quoi il serait beaucoup plus coûteux d'atteindre un niveau de sécurité d'approvisionnement satisfaisant.

Enfin, outre le diagnostic technique sur la sécurité d'approvisionnement, RTE présentera conformément au cadre européen, une analyse de viabilité économique des filières contribuant à la sécurité d'approvisionnement : celle-ci vise à apprécier, sur le plan économique, l'opportunité du maintien d'un mécanisme de capacité après 2026. Les retours des acteurs à la consultation publique ont en ce sens permis de collecter des informations précieuses pour consolider et enrichir les hypothèses de coûts à retenir par RTE pour la réalisation de cet exercice.

Économie : un besoin de prix de l'électricité stables et maîtrisés pour répondre aux enjeux de compétitivité et de décarbonation

L'accélération des ambitions de décarbonation pose également une question de coûts et d'incitations économiques. Si l'intérêt d'accroître le rythme de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour atténuer les effets du changement climatique à long terme ne fait plus de doute, la transition énergétique va impliquer une électrification massive des usages qui suppose à la fois d'en assurer l'acceptabilité et de faciliter les investissements associés.

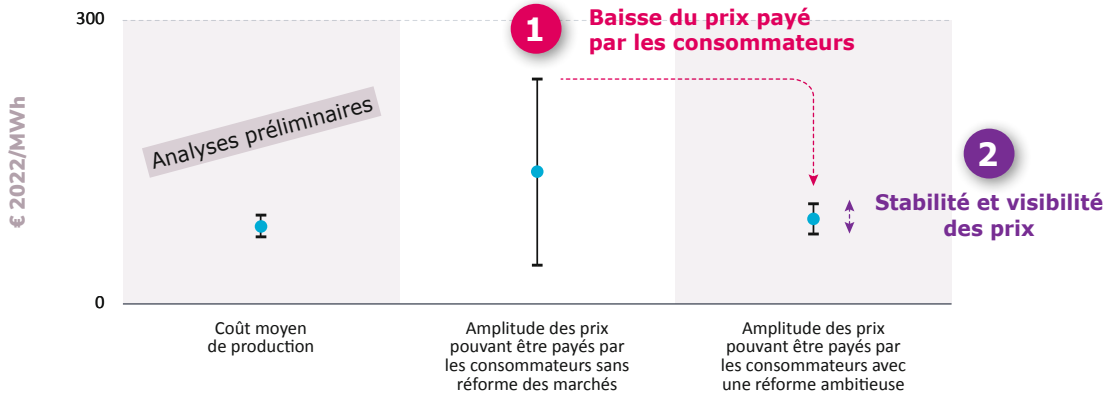
Ces transformations du système électrique nécessitent que les prix payés par les consommateurs à travers leurs factures d'électricité soient compétitifs, qu'ils reflètent bien les coûts effectifs de production d'électricité et qu'ils soient suffisamment stables pour offrir de la visibilité aux investisseurs et porteurs de projets. C'est l'enjeu des projets de réforme des marchés de l'électricité en cours de discussion au niveau européen.

Dans le même temps, les crises récentes (crise Covid puis crise géopolitique et énergétique) ont conduit à des tensions sur certaines chaînes d'approvisionnement et à une augmentation des coûts des différentes technologies du système électrique. Les retours des acteurs à la consultation publique ont permis de collecter de nouvelles projections de coûts qui permettront de consolider les hypothèses à retenir par RTE pour l'évaluation des coûts et des prix de l'électricité dans les différents scénarios considérés jusqu'en 2035.

Le recensement de ces hypothèses permet d'ores et déjà de confirmer qu'en France, le désalignement structurel et historique entre les prix du marché de gros de l'électricité et les coûts de production devrait vraisemblablement persister à l'horizon 2025 et au-delà. À ces échéances, les prix continuent en effet de s'établir au-delà des coûts et demeurent marqués par une forte volatilité tandis que les coûts devraient conserver leur stabilité historique.

Ces éléments confirment la nécessité d'une intervention publique, et notamment de la mise en œuvre d'une réforme des marchés – quelle que

Figure 19 Illustration de l'effet sur le prix de l'électricité payé par les consommateurs français d'une réforme des marchés ambitieuse rapprochant prix de gros et coûts de production de l'électricité



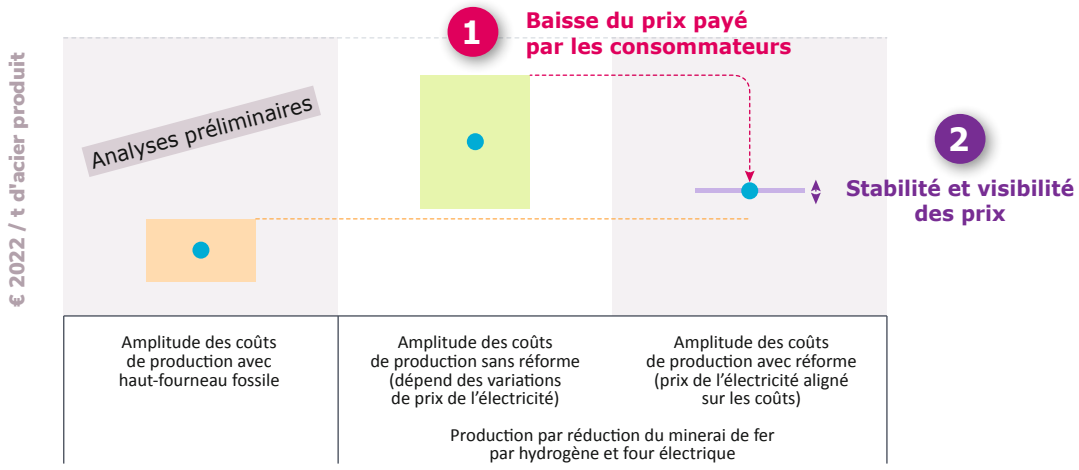
soit sa forme – dès lors qu'elle vise à rapprocher les prix de gros et les coûts de production. La résorption de cet écart permettrait ainsi d'atténuer la volatilité des prix de marché et de faire pleinement bénéficier les consommateurs français de la compétitivité d'un mix national déjà très largement décarboné et compétitif[12].

La volatilité et le niveau des prix de l'électricité pouvant être atteints soulignent en outre à quel point la maîtrise des prix acquittés par les consommateurs constituera un facteur clé pour la réindustrialisation du pays, la compétitivité des industries soumises à la concurrence internationale et la décarbonation des procédés par l'électrification. Si les industriels s'approvisionnaient en électricité directement au seul prix de marché, la bascule vers des solutions électriques décarbonées ne serait pas économiquement viable pour de nombreux procédés basés aujourd'hui sur des modes carbonés.

La mise en œuvre d'une réforme des marchés de l'électricité visant à rapprocher le prix payé par les consommateurs des coûts du système électrique permettrait ainsi d'améliorer la compétitivité des solutions basées sur l'électricité dans la grande majorité des configurations étudiées. Bien que, pour certains secteurs et configurations de prix des commodités, une telle réforme ne suffise pas à elle seule à assurer la compétitivité des solutions électriques par rapport aux solutions fossiles, elle en réduit très sensiblement le surcoût et offrirait une meilleure visibilité aux porteurs de projets tout en réduisant leur risque.

Dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel, ces premières évaluations économiques seront affinées et contribueront à identifier les conditions de réussite d'une transformation réussie du système électrique au cours de la prochaine décennie.

Figure 20 Illustration de l'effet sur le coût de production de l'acier d'une réforme des marchés ambitieuse rapprochant prix de gros et coûts de production de l'électricité



12. Les dispositifs de type bouclier tarifaire ayant été déployés, notamment en France, dans le contexte de crise énergétique et de flambée des prix de l'électricité ont, d'une certaine façon, visé des objectifs similaires en mobilisant pour ce faire le budget de l'État.

ANNEXE :
ORGANISATIONS AYANT PARTICIPÉ À LA CONSULTATION PUBLIQUE

Liste des organisations ayant répondu à la consultation publique sur les hypothèses et le cadrage du Bilan prévisionnel 2023 :

- Académie des Technologies
- AFPAC
- Amarenco
- Ari France KLM
- ATEE club P2G
- ATEE club Stockage
- Atlantic
- Avere
- CEA
- Cérémé
- CFE Energies
- CGT EDF Cordemais
- CLER
- Coénove
- Comité 21
- Compagnie Nationale du Rhône
- CSIAM
- Daikin
- DGITM
- EDF
- ENEDIS
- Énergie et environnement en débat dans l'Aisne et la Marne
- Energy Pool
- Enerplan
- Engie
- Équilibre des Énergies
- Fédération nationale de l'Aviation et de ses Métiers
- Fédération Nationale des Transports de Voyageurs
- FEE
- FNME CGT
- France Gaz
- France Gaz Liquides
- France Hydro Électricité
- France Hydrogène
- France Industrie
- France Nature Environnement
- Gardiens du Large
- Gazel Énergie
- GIMELEC
- Global Change
- GRDF
- Greenpeace
- Groupement des Industries Françaises Aéronautiques et Spatiales
- GRTgaz
- Hespul
- IED
- IGNES
- Izi Confort EDF
- Laboratoire DEST (UGE)
- LUCIOLE
- Methanol Energy
- négaWatt
- NW Groupe
- Ocean Winds
- Octopus Energy
- Paprec
- Patrimoine Nucléaire et Climat
- Renault Trucks
- Réseau Action Climat
- SAFT
- SFEN
- SPEGNN
- SSE Renewables
- Storengy
- Syndicat des Énergies Renouvelables
- Syndicat Éclairage
- Teréga
- The Shift Project
- TotalEnergies
- TuNur
- Transport & Environnement
- UFE
- UFIP Énergies et Mobilités
- UNIDEN
- Union des Aéroports Français
- Vinci Autoroutes
- Voix du Nucléaire
- Voltalis
- WWF

Cette liste ne comprend pas les contributions émises à titre individuel. Toutes les contributions reçues ont bien été prises en compte dans le processus de consultation publique et sont publiées sur le site de RTE.

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

Le réseau
de transport
d'électricité

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