Bilan prévisionnel
Édition 2025

Période 2025-2035

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Bilan prévisionnel
Édition 2025

Période 2025-2035

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

1 La stratégie permettant de réduire rapidement les imports de combustibles fossiles de la France est accessible, ses bénéfices et conditions de réussite sont confirmés

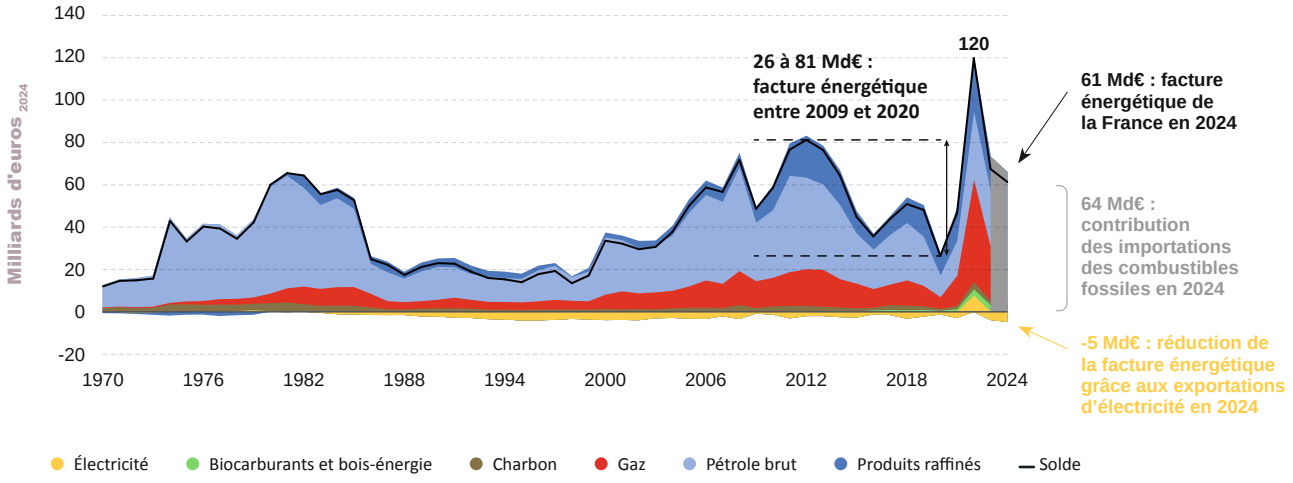
1. La pertinence d'une électrification rapide du pays pour réduire ses dépendances aux fossiles importés, améliorer sa balance commerciale et permettre sa décarbonation rapide est attestée

La stratégie de décarbonation visant la neutralité carbone en 2050 a été étudiée de manière approfondie dans les dernières publications de RTE (trajectoires des *Futurs énergétiques 2050*, scénarios A du Bilan prévisionnel 2023). Elle sert d'orientation générale à la planification énergie-climat de l'État. Cette stratégie engendrerait des bénéfices stratégiques et climatiques considérables.

En effet, la France importe toujours aujourd'hui presque 60 % de l'énergie finale qu'elle consomme. Elle est de ce fait exposée à des coûts massifs : les imports d'énergies fossiles constituent la première source du déficit commercial national, avec une facture énergétique s'élevant à environ 50 à 70 Md€ chaque année et ayant pu culminer jusqu'à près de 120 Md€ lors de la crise énergétique. Il en résulte une dépendance géostratégique majeure (imports de produits pétroliers et de gaz émanant notamment de Russie, des pays du Golfe et désormais des États-Unis).

La stratégie élaborée par l'État conduirait à réduire la part des énergies fossiles importées dans la consommation finale d'environ 60 % aujourd'hui à 30-35 % à l'horizon 2035. Les émissions de gaz à effet de serre diminueraient de moitié par rapport à 1990, conformément aux objectifs nationaux et européens. Atteindre ces objectifs suppose d'économiser l'énergie et d'électrifier rapidement l'économie française.

Figure 1 Évolution de la facture énergétique de la France (1970-2024)



2. Les besoins d'électricité correspondant à cette stratégie sont toujours anticipés en forte hausse. Ils correspondent à des projets réels d'électrification et de réindustrialisation, qu'il s'agit désormais de concrétiser

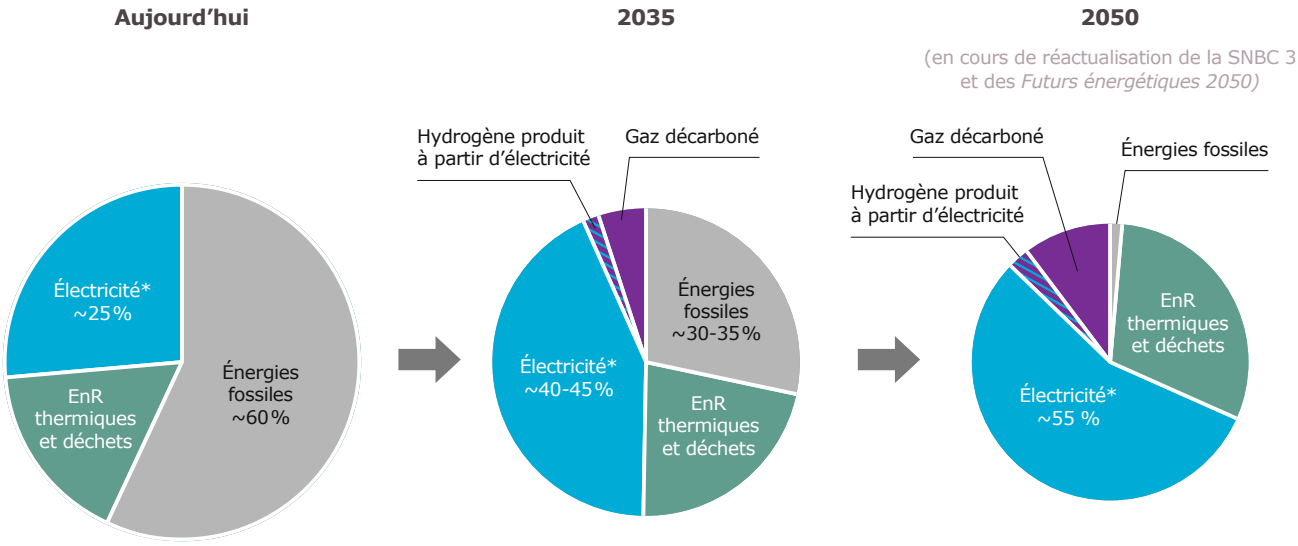
Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE a réactualisé la trajectoire associée à cette stratégie (trajectoire « Décarbonation rapide », actualisant le scénario « A-référence » du Bilan prévisionnel 2023, dans lesquels les objectifs publics du pays sont atteints).

Dans cette trajectoire, la consommation d'électricité augmenterait de 135 TWh en dix ans. En intégrant les mesures générales de maîtrise de la demande énergétique mais aussi des gains d'efficacité résultant du passage à l'électricité (réduction de la consommation d'un facteur 3 entre une voiture thermique et électrique ou entre une chaudière au fioul et une pompe à chaleur, par exemple), les importations de combustibles fossiles diminueraient alors dans le même temps d'environ 500 TWh (dont 40 % du fait de la seule électrification).

La réactualisation de cette trajectoire tient compte du retard pris dans l'électrification depuis 2023, de la dégradation du contexte macro-économique et des conséquences durables de la crise énergétique de 2022-2023 (baisses pérennes de consommation) : le besoin d'électricité à l'horizon 2035 y est ainsi ajusté à la baisse d'environ 35 TWh par rapport à l'analyse de 2023.

Une telle croissance de la consommation marquerait une claire rupture avec la tendance des quinze dernières années, mais ne serait pas inédite : la France a déjà connu des rythmes de croissance similaires dans les années 1990. Elle ne relève plus uniquement du domaine de la prospective et s'appuie désormais également sur un gisement réel de projets d'électrification et de réindustrialisation. Elle dépend donc de la concrétisation effective d'une partie d'entre eux.

Figure 2 Évolution de la part des différentes énergies dans la consommation finale



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)

3. Cette stratégie s'appuie sur un mix nucléaire/renouvelables et suppose un renforcement rapide des réseaux et le développement des outils de flexibilité

Le Bilan prévisionnel 2023 avait conclu que la stratégie de décarbonation profonde impliquait une augmentation de la production bas-carbone mobilisant à la fois le nucléaire et les renouvelables.

Cette conclusion est conservée : fermer de manière anticipée des réacteurs nucléaires, ou arrêter complètement le développement des renouvelables écarterait la possibilité d'une décarbonation rapide à l'horizon de 5-10 ans.

La réussite de cette stratégie passe impérativement par un renforcement des réseaux. Ceux-ci peuvent devenir bloquants plus rapidement que la production et doivent être considérés comme une priorité pour permettre la concrétisation effective des projets d'électrification, au regard de l'expérience des autres pays européens.

Les incidences économiques d'une stratégie de décarbonation rapide ont été chiffrés par des rapports d'experts (rapport Pisani-Ferry – Mahfouz de 2023), et les investissements requis identifiés par l'État dans son projet de PPE mis en consultation au printemps 2025. Pour sa part, RTE analyse systématiquement l'économie du système électrique français dans toutes ses publications, dont le Bilan prévisionnel 2025. **Ces investissements visent à se substituer à des dépenses opérationnelles récurrentes d'imports de combustibles fossiles, et ne constituent donc pas des dépenses nettes.**

Stratégie de décarbonation *reposant sur 4 leviers*

- Consommation d'énergie : électrification rapide des usages complétée d'une bascule vers d'autres vecteurs énergétiques
- Accroissement de la production d'électricité bas-carbone
- Développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité
- Poursuite des efforts d'efficacité énergétique et de sobriété

Bénéfices induits par ces choix stratégiques en 2035

- Part des fossiles dans la consommation d'énergie française en 2035 : **~30-35 %** (*versus* ~60 % aujourd'hui)
- Part de l'électricité dans la consommation d'énergie française en 2035 : **~40-45 %** (*versus* 26 % en 2024)
- Imports d'énergies fossiles en 2035 : **- 500 TWh** (par rapport à 2024)
- Émissions de CO_2 en 2035 : **~210 $MtCO_2$** (-60 % des émissions brutes par rapport à 1990)

Réduction des dépendances stratégiques du pays

4. Des leviers existent pour optimiser le coût du système électrique et développer une stratégie industrielle cohérente

L'actualisation des trajectoires dans la stratégie de décarbonation rapide confirme que l'enjeu principal ne consiste pas aujourd'hui à accroître « quoi qu'il en coûte » la production d'électricité (il n'y a pas de « mur énergétique »), mais à enclencher la dynamique de substitution des énergies fossiles par l'électricité bas-carbone et à développer les réseaux électriques. La situation, *a minima* transitoire, d'abondance de la production d'électricité par rapport à la consommation (*cf. infra*) offre des opportunités pour optimiser la trajectoire de développement du mix de production sur le plan économique et industriel.

Sur le plan économique, il serait possible de réduire les coûts du système électrique jusqu'à 3 milliards d'euros par an, à objectifs de production et de consommation inchangés, en développant en priorité les filières de production les plus compétitives en « coûts système » (c'est-à-dire en tenant compte de l'impact de leur développement sur l'ensemble des coûts du système). À l'horizon 2030-2035, celles-ci sont la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants, le développement de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer posé dans les zones disposant de conditions de vent et de sol favorables, et dans une moindre mesure le développement du grand photovoltaïque au sol. *A contrario,* les petits parcs solaires et l'éolien flottant présentent des coûts complets significativement plus élevés.

Sur le plan industriel, des options existent pour optimiser les filières. Par exemple, il est encore possible d'agencer la mise en service des futurs parcs éoliens en mer, en priorisant les zones les plus compétitives et en favorisant les effets de série pour les turbines et les matériels de réseau. Ceci permettra de maximiser le contenu France des équipements dédiés au programme éolien en mer. RTE a soumis des propositions à l'État en ce sens.

2 L'électricité bas-carbone française est disponible en abondance et les risques de conflits d'usage entre filières à électrifier sont écartés : la situation stratégique est très avantageuse pour décarboner rapidement

1. Le potentiel de production bas-carbone a été rétabli et croît de manière conforme aux objectifs climatiques

De l'adoption de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 en France (2019) et en Europe (2021) et la formalisation des ambitions de réindustrialisation du pays découle la nécessité de développer le parc de production d'électricité français pour desservir des besoins d'électricité projetés comme croissants. Dans la foulée de la publication par RTE des *Futurs énergétiques 2050* et dans le cadre du discours de Belfort, l'État a actualisé la doctrine sur le parc de production, les renouvelables venant en complément et non en substitution au nucléaire.

À la suite, de nombreux travaux ont été menés par les opérateurs et les administrations pour augmenter concrètement le potentiel de production bas-carbone, tandis que des investissements importants y ont été consentis. **Ces travaux portent leurs fruits : la France est parvenue à rétablir son potentiel de production en électricité bas-carbone, qui avait diminué entre 2019 et 2023 suite à la crise du nucléaire, puis désormais à l'augmenter.**

Ce rétablissement résulte en premier lieu de celui de la production nucléaire. Celle-ci avait baissé à partir de 2015, le parc de réacteurs étant confronté simultanément au programme de modernisation du grand carénage pour prolonger sa durée de vie puis, aux retards et indisponibilités imputables à la crise sanitaire du Covid-19. Elle a ensuite été confrontée à un aléa générique majeur (corrosion sous contrainte) à partir de fin 2021. Le nucléaire est parvenu à retrouver à compter de 2024 un niveau de production proche de celui d'avant crise, sans pour autant retrouver encore celui des années 2000 pour le moment.

S'agissant des renouvelables, les politiques publiques ont effectivement conduit à en augmenter le rythme de développement, en portant ainsi à près de 7 GW le volume cumulé de nouvelles installations solaires et éoliennes terrestres et en mer en 2024. La France est passée d'un rythme moyen d'augmentation du productible renouvelable de 3 TWh/an sur 2011-2015, à 4 TWh/an sur 2016-2020 et à 9 TWh/an sur 2021-2025. Depuis 2023, la croissance du rythme concerne essentiellement le solaire.

Enfin, une politique spécifique sur le nouveau nucléaire et sur l'éolien en mer, qui partagent des constantes de temps longues et des filières d'approvisionnement largement françaises, a été lancée. Elle doit permettre d'augmenter significativement la production bas-carbone, avec l'éolien en mer d'abord (de nombreuses mises en service peuvent intervenir durant la décennie 2030), puis avec le nouveau nucléaire (trois sites ont été identifiés pour accueillir de nouveaux réacteurs dès la fin de la même décennie).

2. L'incertitude sur la faculté de la France à alimenter des besoins fortement croissants par de la production bas-carbone est levée

Dans ce contexte, le rythme de croissance de la production électrique ne pose plus de problème stratégique à l'horizon de la prochaine décennie.

La France dispose de l'avantage quasi-unique en Europe d'une production d'électricité particulièrement abondante et déjà décarbonée à 95 %. Elle a battu en 2024 son record d'exports nets d'électricité sur une année. Elle se trouve dans une situation stratégique très avantageuse pour mener à bien un programme d'électrification des usages fossiles : abondance de production et prix de gros en moyenne plus faibles que ses voisins.

Par conséquent, il n'existe pas de risque de conflits d'usage entre les différents secteurs à décarboner de manière prioritaire pour l'action pour le climat (transports, industrie, bâtiment), ou entre ces derniers et le numérique.

À titre d'exemple, la France pourrait combiner un développement dans deux des secteurs les plus

électro-intensifs, à savoir la production de carburants de synthèse pour l'aviation et le maritime (environ 20 TWh d'électricité sont nécessaires pour remplacer 5 % des carburants fossiles) et les centres de données, sans conflit d'approvisionnement énergétique entre usages. Des mesures spécifiques seront en revanche nécessaires pour éviter de possibles situations de « saturation administrative » dans certaines zones pour l'accès au réseau (*cf.* ci-après).

3. La résilience de l'alimentation en électricité à des chocs sur le parc de production ou à des vagues de froid hivernales est fortement accrue

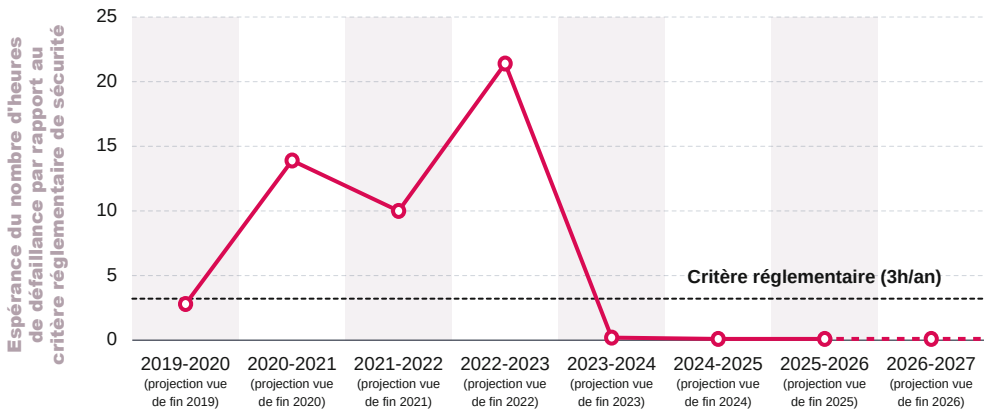
À la fin des années 2010 et au début des années 2020, les analyses sur la sécurité d'approvisionnement française ont documenté la hausse du niveau de risque. En 2017, RTE avait conclu à l'impossibilité de fermer en même temps des centrales au charbon et des réacteurs nucléaires, puis à l'impossibilité d'atteindre les objectifs de réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique d'ici 2025 sans engager de construction massive de centrales à gaz, à rebours des objectifs économiques et climatiques du pays. Dans les années suivantes, RTE a précisé le calendrier possible de fermeture des dernières centrales au charbon en fonction de la mise en service effective de l'EPR de Flamanville. Dans toutes ces études, RTE avait identifié la période 2021-2023 comme la plus délicate du point de vue de la sécurité d'approvisionnement et la seconde moitié de la décennie 2020 comme plus favorable.

Dans le même temps, la doctrine de risque historique, fondée sur le critère réglementaire dit des « 3 heures de défaillance par an » et sa pertinence face à des aléas majeurs ou à des bouleversements de contexte énergétique ont été questionnées. Dans les années 2010 ou récemment en 2022, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a indiqué qu'exploiter le système électrique sans marge pouvait entrer en contradiction avec le besoin de pouvoir gérer sereinement, s'ils s'avéraient nécessaires, des arrêts de réacteurs nucléaires pour des raisons de sûreté. En réponse, RTE a multiplié l'analyse de stress-tests dans ses études de sécurité d'approvisionnement.

Le rétablissement du potentiel de production, et la poursuite du développement du parc de production, offre aujourd'hui au pays un niveau inédit de résilience à ce type de risque. La situation prévisionnelle montre que le risque d'arbitrage entre la sûreté nucléaire et la sécurité d'approvisionnement diminue fortement, ce qui constitue un facteur de résilience très important pour la politique énergétique française.

Ainsi, le niveau de résilience de l'alimentation électrique à la survenue d'une vague de froid hivernale sévère a atteint un niveau historiquement élevé (espérance de recours aux moyens exceptionnels inférieure à 0,1 heure par an sur les prochains hivers contre un niveau de risque proche du critère de 3 heures par an à la fin des années 2010 et très supérieur au critère entre 2020 et 2023).

Figure 3 Évolution du niveau de risque sur l'alimentation électrique (au sens du critère « des 3h/an ») entre 2019 et 2027



3 La consommation d'électricité n'est pas, pour le moment, alignée sur les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation de la France

L'ensemble des documents prospectifs récents de RTE ont souligné qu'une forte augmentation de la consommation s'inscrirait en rupture avec la tendance actuelle de l'évolution de la consommation. Cette rupture se heurte aujourd'hui à une conjoncture géopolitique et macroéconomique dégradée.

1. Le passage à un régime de substitution des combustibles fossiles par l'électricité est un prérequis à une inflexion à la hausse de la consommation électrique

La consommation d'électricité est engagée dans une tendance de légère baisse depuis les années 2010.

RTE avait analysé ce mouvement et souligné dans le Bilan prévisionnel 2017 l'absence de perspectives ou de politiques publiques d'électrification suffisantes pour entraîner une hausse de la consommation d'électricité de nature à dépasser les gains engendrés par l'efficacité énergétique. Dès lors, les projections de consommation d'électricité de RTE à dix ans étaient stables ou baissières.

Entre 2017 et 2023, la consommation a effectivement baissé, pour deux raisons.

La première, structurelle, relève des progrès d'efficacité énergétique. **Toujours sous-estimés dans la conversation publique, ces progrès sont pourtant incontestables et ont fait plus que compenser en volume les quelques postes de développement de l'électricité :** la généralisation des éclairages à LED a par exemple permis de réduire de 10 TWh la consommation d'électricité entre 2010 et 2020.

La seconde, non anticipée, résulte des effets de la crise sanitaire du Covid-19 puis de la crise énergétique de 2022. Cette dernière a donné lieu à une forte hausse des prix de l'électricité, conséquence de la crise de disponibilité du nucléaire français, concomitante de l'augmentation des prix du gaz et du niveau historiquement faible de la production hydroélectrique. Il en a résulté une baisse de la consommation d'électricité à hauteur d'environ -30 TWh (soit -6 % par rapport à la moyenne de la période 2014-2019).

Depuis, la consommation stagne, du fait (1) de modes de consommation durablement modifiés, (2) de l'augmentation et de l'incertitude, alors perçue comme durable, sur les prix de l'électricité par les industriels comme les particuliers, (3) du contexte politique et économique propre à la France depuis 2024 et (4) d'incertitudes sur la pérennité et l'effectivité de certaines réglementations issues du « Pacte vert » européen.

Or, si la hausse de la consommation ne peut être considérée comme un but en soi, il est désormais documenté qu'une décarbonation du pays via l'électrification, au rythme conforme avec les objectifs européens et français, implique une augmentation nette de la consommation d'électricité nationale.

2. Le Bilan prévisionnel 2025 intègre des trajectoires de consommation contrastées pour tenir compte de l'incertitude sur l'électrification effective du pays

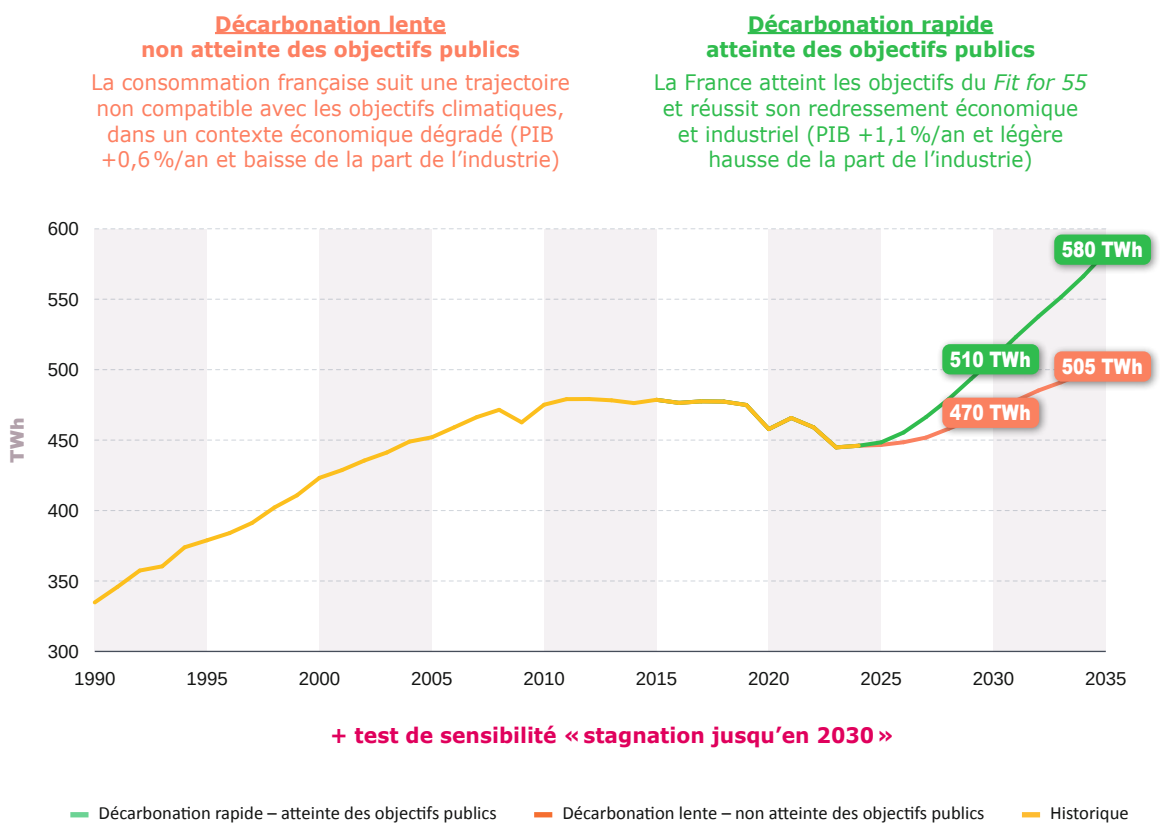
Il existe donc un large écart entre la tendance actuelle d'une part, et la situation souhaitée et compatible avec les projets d'électrification existants en France d'autre part – qui devrait conduire à une augmentation du taux d'électrification mais également du volume d'électricité consommée et d'une baisse importante des quantités de gaz et de pétrole importée en France.

RTE a étudié dans le Bilan prévisionnel 2025 une trajectoire de décarbonation rapide de la France, dans laquelle ses objectifs de décarbonation et de réindustrialisation sont atteints, et une trajectoire de décarbonation lente, dans laquelle le pays ne les atteint pas.

La trajectoire de décarbonation rapide correspond à l'actualisation du scénario A du Bilan prévisionnel 2023 : elle représente une perspective souhaitable du point de vue des objectifs publics, mais n'est pas la plus probable vu d'aujourd'hui. La trajectoire de décarbonation lente prolonge la thématique du scénario C (mondialisation contrariée). Elle se traduirait par une inflexion à la hausse plus tardive et plus modeste de la consommation, qui n'évoluerait pas au rythme nécessaire pour atteindre la neutralité carbone à terme. Des tests de sensibilité ont été réalisés en complément (stagnation de la consommation d'ici 2030).

Dans tous les cas, compte tenu de l'inertie inhérente à l'enclenchement du mouvement d'électrification des usages fossiles, quelle qu'en soit l'ampleur, RTE estime en l'état peu probable une inflexion significative à la hausse de la consommation avant 2028.

Figure 4 Trajectoires de consommation intérieure d'électricité étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025



4 Le système électrique français connaît aujourd'hui une situation d'abondance d'électricité à l'échelle nationale qui n'est pas inédite

1. L'alternance entre crainte de sous-équipement et de surdimensionnement est une constante des quarante dernières années

Les questions relatives au « bon dimensionnement » du système électrique ne sont pas nouvelles. Elles se posent ainsi de manière récurrente en France depuis le lancement du programme électronucléaire dans les années 1970, dans des termes parfois très proches de ceux d'aujourd'hui.

Ainsi, alors que la fin des années 1970 était dominée par un débat sur la faisabilité d'un programme nucléaire hors-norme, ce débat avait largement changé dès le milieu des années 1980 : dans le contexte du contre-choc pétrolier et d'une consommation d'électricité dont la croissance était significativement plus faible que ne le projetaient les prévisions des années 1970, la question du dimensionnement du parc de production était déjà posée. Ainsi, c'est dès la seconde partie des années 1980 que la production française est devenue structurellement excédentaire par rapport à la demande, les années 1990 ayant vu cet excédent s'accroître puis culminer au début des années 2000.

Ces débats n'ont pas conduit alors à remettre en cause la politique de développement du parc nucléaire, mais à développer les usages de l'électricité et à adapter le fonctionnement du parc et les outils de l'exploitation du système électrique à cette situation. La faculté de modulation du nucléaire – outil indispensable pour faire cohabiter une structure très atypique de la production avec une consommation moins importante que prévu et très sensible à la météo – a ainsi été développée dès la seconde moitié des années 1980 et c'est en 1994 que le record de modulation du parc nucléaire a été atteint.

La surcapacité du système français s'est ensuite progressivement érodée à partir des années 2000 et surtout des années 2010, notamment du fait de la fermeture progressive du parc thermique au fioul et au charbon et surtout de la baisse de la production nucléaire.

2. Les investissements dans la production et la consommation obéissant à des rythmes différents, il ne peut y avoir d'adéquation stricte et permanente entre elles

Dans l'industrie électrique, les cycles s'observent régulièrement du fait du contraste temporel entre, d'une part, l'inertie associée au développement des infrastructures de production et de réseau, qui s'étale sur plusieurs années voire plusieurs décennies, et d'autre part, la survenance de crises énergétiques et économiques ou d'inflexions fortes sur les consommations, qui peuvent relever de temps beaucoup plus courts. Il peut en résulter des périodes comme celle d'aujourd'hui dans lesquelles la dynamique de croissance de la production se trouve transitoirement désynchronisée par rapport à celle de la consommation.

Le pays connaîtra encore à l'avenir des périodes de surcapacité électrique, ne serait-ce que parce qu'il devra avoir constitué une surcapacité avant l'arrêt des réacteurs nucléaires de seconde génération, qui représentent un tel volume de production qu'il ne sera pas possible de les compenser en « un pour un » sur un temps court (sauf à lisser ces fermetures sur une très longue période, ce qui reviendrait à anticiper celles de certains réacteurs).

3. La France est entrée dans une période de surcapacité de production qui durera au moins quelques années

Indépendamment de toute décision des pouvoirs publics sur la poursuite du développement de l'appareil de production bas-carbone, il existe en effet un « stock » de nouveaux moyens de production déjà planifiés, notamment pour de petites installations solaires qui disposent à la fois des

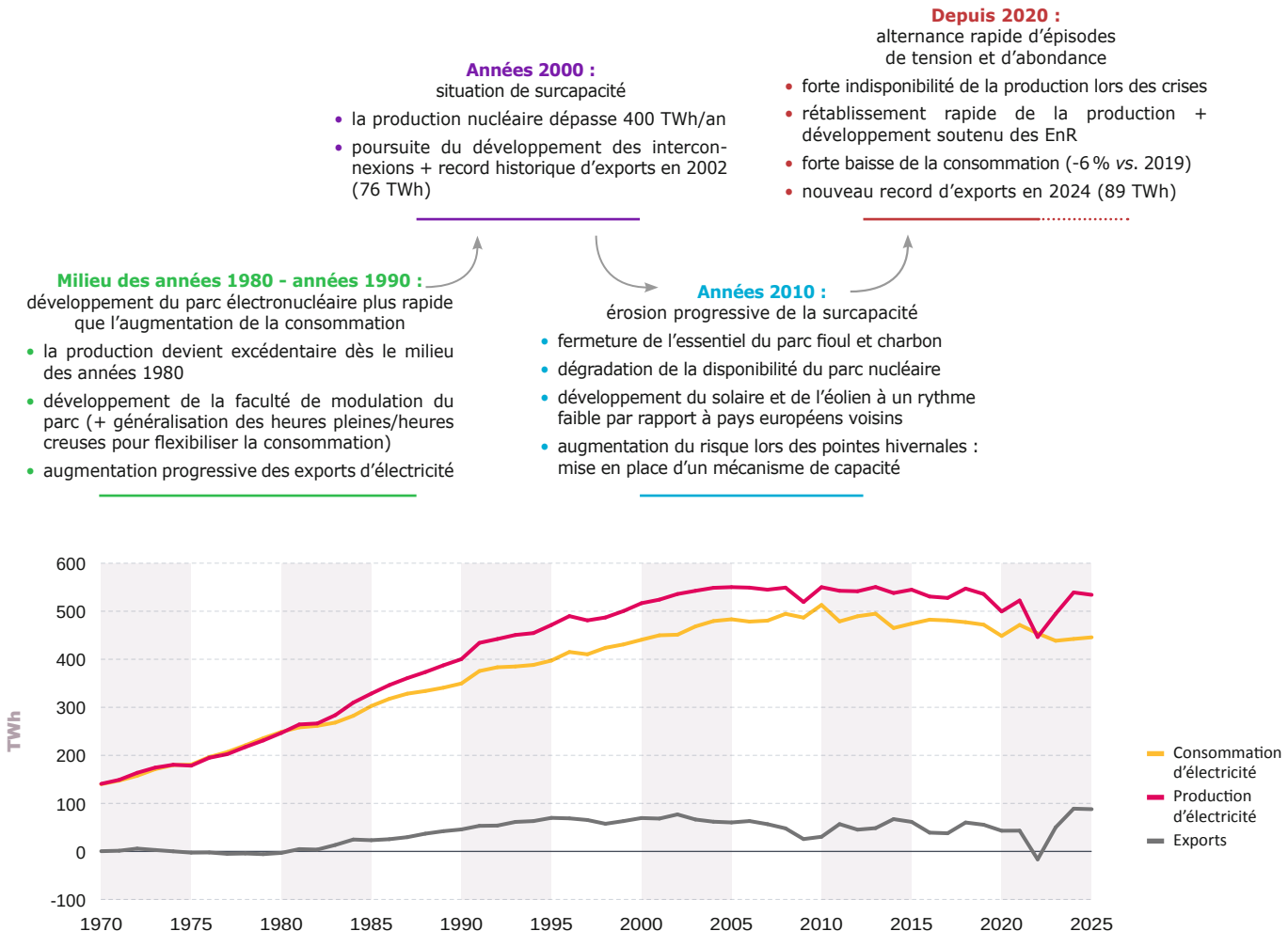
autorisations environnementales et urbanistiques requises, d'un droit au soutien public acquis au cours des années précédentes et d'un droit au raccordement par les gestionnaires de réseau.

En France, ce «stock» peut être estimé à une dizaine de GW pour le solaire et 3 GW pour l'éolien terrestre dont les mises en service s'échelonneront entre 2026 et 2030. Il est beaucoup plus faible pour l'éolien en mer (parc de Courseulles-sur-Mer de 0,5 GW, déjà raccordé depuis deux ans mais non encore mis en service) et nul pour le nucléaire, l'hydraulique et le parc thermique. Les autres pays européens affichent également des perspectives conséquentes en matière de développement des renouvelables.

En regard, l'état des projets d'électrification et de réindustrialisation est plus incertain, et les projets qui se concrétisent ne montent en charge que de manière très progressive, n'atteignant pour la majorité leur puissance cible qu'après plusieurs années.

Cela se traduira mécaniquement par une accentuation des phénomènes déjà observés en 2024 et en 2025 : abondance de la production électrique lors de la «cloche» solaire notamment, situations de prix faibles, nuls ou négatifs sur les marchés de gros, nécessité de modulation à la baisse de la production nucléaire et renouvelable.

Figure 5 Analyse rétrospective de l'évolution de la production et de la consommation depuis 1970



5 Des évolutions structurantes dans l'exploitation du système électrique sont nécessaires pour gérer en sûreté les conséquences techniques des épisodes de très forte production

L'évolution du système électrique vers une nouvelle configuration marquée par des modifications structurelles du parc de production et des modes de consommation est documentée dans les travaux prévisionnels de RTE depuis de nombreuses années. Elle a notamment fait l'objet de développements dans le Bilan prévisionnel 2023. **Le Bilan prévisionnel 2025 renforce l'analyse technique d'un épisode de surcapacité durant au moins plusieurs années et étant marqué par des épisodes de surproduction, notamment en milieu de journée du printemps à l'automne.**

Les analyses montrent que ces situations peuvent être gérées à condition que les outils techniques nécessaires pour ce faire soient disponibles et efficaces. La réglementation doit jouer un rôle pour faciliter la mise en place rapide de ce type d'outils techniques.

1. La gestion de cet épisode de surcapacité rend impérative la poursuite de la transformation de l'exploitation du système électrique

Historiquement, les risques d'approvisionnement se sont concentrés sur les périodes de grand froid l'hiver. Les outils et politiques de gestion du risque sur le système électrique se sont donc articulées autour de la maîtrise de la pointe de consommation.

La question de la sécurité d'approvisionnement hivernale demeure un enjeu important dans les scénarios de décarbonation à long terme : les analyses du Bilan prévisionnel montrent ainsi qu'un besoin de capacités additionnelles de pointe est nécessaire à l'horizon 2030-2035 dans les scénarios de décarbonation rapide afin d'accompagner l'augmentation de la consommation. Elles mettent également en évidence la nécessité et l'importance d'un mécanisme de capacité dans tous les scénarios, pour assurer une rémunération capacitaire suffisante pour maintenir les moyens existants et garantir un modèle économique viable pour les éventuels nouveaux moyens nécessaires au passage des pointes.

Néanmoins, ce paysage de risques évolue : alors que le risque hivernal a largement décru depuis deux ans, les épisodes présentant le plus de défis en matière d'exploitation se situent désormais de façon croissante lors des creux de « consommation résiduelle », c'est-à-dire les périodes conjuguant une forte production et une faible consommation.

Dans ces périodes, le niveau de production doit pouvoir être ajusté à la baisse pour correspondre à la consommation et assurer que les différents paramètres clés du système électrique (fréquence, intensité et tension) demeurent dans les plages requises.

Cet ajustement est réalisé en premier lieu par les acteurs de marché via les mécanismes de marché, les producteurs étant généralement incités à ne pas produire lorsque les prix sont faibles ou négatifs. RTE, en tant que gestionnaire du système électrique, doit ainsi créer un cadre qui permet aux actions de ces acteurs d'être cohérentes avec les besoins physiques du système, limitant ainsi le volume d'actions à prendre en temps réel.

Le Bilan prévisionnel 2025 conclut que ce cadre est aujourd'hui insuffisant et doit évoluer très rapidement pour gérer de manière efficace les périodes de surproduction, qui sont d'autant plus importantes dans un scénario de décarbonation lente. Notamment, il est indispensable de renforcer le plan de tension en accélérant les mesures proposées dans le SDDR et de mettre en place un dispositif « de modulation contrôlée » de la production renouvelable lors des périodes de surproduction :

- Ce dispositif doit concerner plus d'installations qu'aujourd'hui, et notamment celles de taille moyenne (comprises entre 1 et 10 MW) : il n'est plus possible de réserver la participation au marché et l'ajustement aux installations de grande taille.
- La participation de milliers d'installations diffuses au marché peut conduire à des arrêts/redémarrages trop brusques. Les arrêts devront s'inscrire dans un cadre contrôlé par RTE afin de garantir la sûreté de l'exploitation du système, ce qui se traduira notamment par l'échelonnement des heures d'arrêt et de redémarrage. Il s'agit d'une modification importante des pratiques actuelles, qui commencera à être déployée en 2026.

- Les volumes d'arrêt doivent faire l'objet d'une programmation fiable et cohérente avec les signaux de marché permettant de bien préparer l'exploitation en temps réel du système électrique.

Ces mesures ont été identifiées par RTE dans son Schéma de transformation de l'exploitation du système électrique et présentées aux acteurs en juin 2025. RTE est en situation d'en débuter la mise en œuvre dès 2026, sous réserve de leur approbation par l'État et la CRE.

2. Le parc nucléaire sera appelé à moduler davantage

La modulation infra-journalière et infra-hebdomadaire du parc nucléaire a été mise en place dès la fin des années 1980 en France : il s'agissait de la principale solution technique (associée à la généralisation des heures pleines/heures creuses) permettant de concilier la part très majoritaire du nucléaire dans le mix – une exception française – et la variabilité de la consommation au cours de l'année, de la semaine et de la journée.

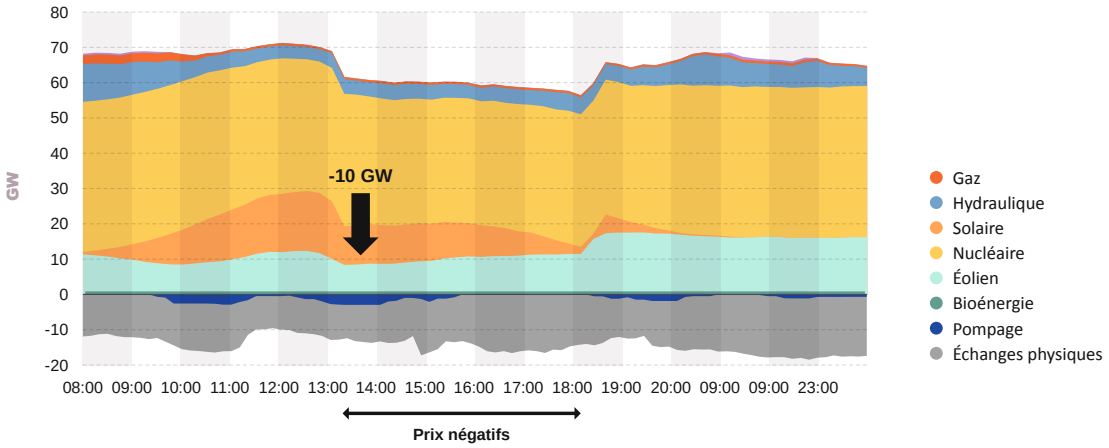
Depuis, le parc nucléaire a continué à moduler, en fonction des besoins de l'équilibre offre-demande traduits par les prix de marché. Ces besoins dépendent de la variabilité de la consommation, mais également de la production renouvelable en France et en Europe.

La modulation du nucléaire ne résulte pas d'une priorité juridique, politique ou technique des renouvelables à l'injection, mais d'une réalité économique : les coûts variables de production du nucléaire sont supérieurs à ceux de l'éolien, du solaire ou de l'hydraulique au fil de l'eau. Dès lors, de la même façon que le nucléaire est « appelé » avant les centrales à gaz et au charbon sur les marchés, les renouvelables le précèdent dans l'ordre de préséance économique (sauf si le parc nucléaire est limité dans sa faculté de modulation).

Les analyses du Bilan prévisionnel montrent que la faculté de modulation du parc français sera, dans tous les cas et quels que soient les choix français en matière de mix de production, davantage sollicitée dès 2026. Elle évoluera en intensité et en nature (fréquence et la profondeur des arrêts). Dans une trajectoire de décarbonation lente, la modulation pour absence de débouché économique sera amenée, avant 2030, à dépasser le volume de modulation historique et donc à limiter le productible. *A contrario*, le volume de modulation serait plus contenu dans un scénario de décarbonation rapide.

À parc de production donné, cette faculté de modulation du nucléaire constitue un atout pour le système. RTE a analysé des configurations où elle serait limitée à l'avenir pour des raisons techniques, économiques ou organisationnelles : les prix de l'électricité sur les marchés et les revenus du nucléaire seraient alors plus faibles et les besoins en flexibilité plus importants pour gérer les situations d'abondance de production.

Figure 6 Illustration des baisses de production renouvelable lors de l'épisode de prix négatifs du 1er avril 2025



6 Un surdimensionnement pérenne du parc de production par rapport à ses débouchés en France et dans le reste de l'Europe engendrerait un surcoût

1. Un surdimensionnement pérenne du parc de production entraînerait des surcoûts…

La mesure de la performance économique de la production d'électricité française peut s'établir via l'indicateur du « coût complet de production », présenté régulièrement par RTE dans ses Bilans prévisionnels. Cet indicateur intègre tous les coûts induits (investissements et exploitation) lissés sur la durée de vie des actifs, en tenant compte également des imports/exports.

Le coût complet de production a évolué à la hausse ces dernières années du fait (i) de la mise en service des « têtes de série » (Flamanville 3, premiers parcs éoliens en mer, solaire pré-moratoire de 2010) et (ii) de l'évolution des coûts du nucléaire historique, désormais évalués à environ 60 €/MWh par la CRE sur les prochaines années en tenant compte des opérations de prolongation de la durée d'exploitation.

Dans la trajectoire de consommation « décarbonation rapide », ce coût se stabiliserait voire baisserait légèrement d'ici 2030-2035.

En revanche, il augmente dans le cas de décalages pérennes entre la production et la consommation d'électricité. Un épisode de surcapacité conduit en effet à devoir amortir les coûts du système électrique français – pour l'essentiel des coûts fixes (production et réseaux) – sur une consommation plus faible qu'anticipée. En l'occurrence, à l'horizon 2030, le coût du système électrique en €/MWh serait plus élevé de **+7 % (écart entre les trajectoires décarbonation rapide et décarbonation lente), voire de +10 % en cas de stagnation de la consommation.**

2. … mais une crise de disponibilité comme celle du nucléaire en 2022 aussi

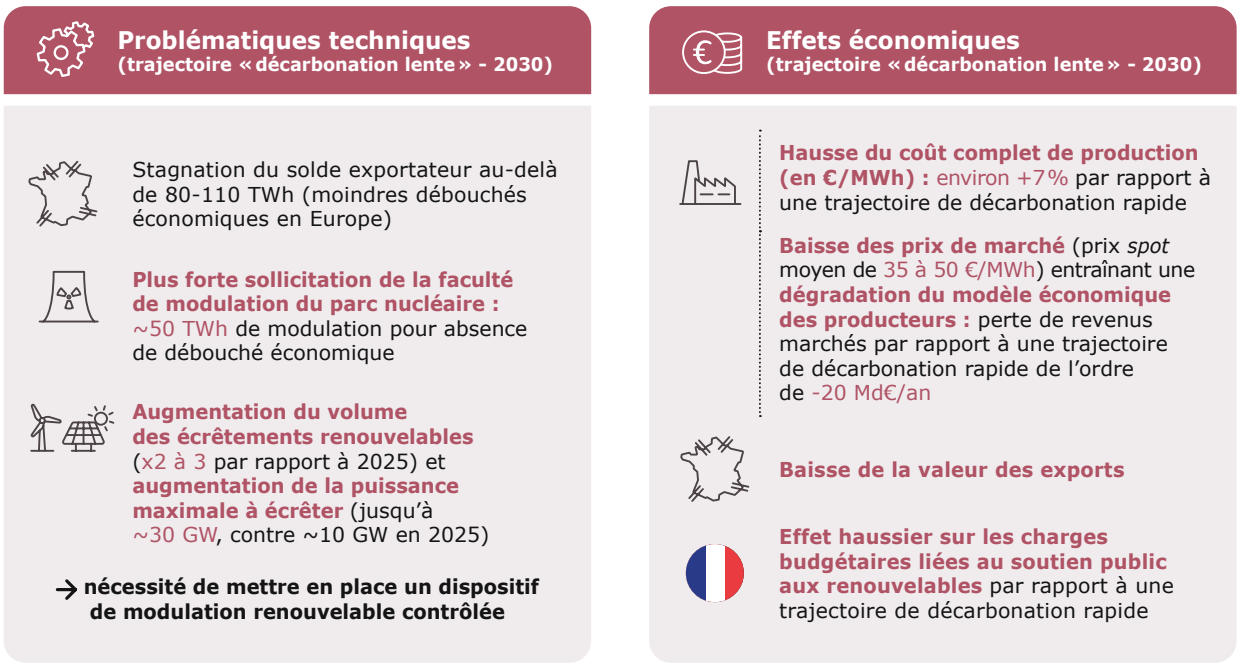
Les analyses sur le coût du système électrique doivent également tenir compte des conséquences du fait d'un dimensionnement au plus juste du parc de production, comme au début des années 2020, conduit à des surcoûts massifs en cas de survenue d'un aléa majeur. Intégrer cette exposition permet de mettre en perspective les surcoûts identifiés en cas de surcapacité.

Ainsi, une situation de sous-production telle qu'observée en 2022 a conduit à un surcoût de l'ordre de +40 % sur l'indicateur du coût complet de la production pour cette seule année seulement. Cette mesure est même de nature à sous-évaluer l'impact sur l'économie nationale, dans la mesure où elle n'intègre pas les conséquences de long terme sur l'appareil productif ou les prix payés sur les marchés à terme. Ceux-ci ont intégré pendant plusieurs trimestres une prime de risque décorrélée des fondamentaux économiques du système qui ont eu des répercussions durables sur l'activité économique et industrielle et la consommation d'électricité en France).

La comparaison des effets respectifs d'un suréquipement pérenne ou transitoire du parc de production d'une part, et du risque induit par un dimensionnement au plus juste d'autre part, demeure ainsi délicate et ne permet de statuer définitivement sur « l'optimum » en matière de gestion du risque au niveau de la collectivité face aux aléas potentiels. Elle conduit toutefois à préférer un système disposant d'un niveau de marges raisonnable.

Les éléments présentés dans le Bilan prévisionnel 2025 visent ainsi à rendre possible un arbitrage collectif sur le bon niveau de dimensionnement du système.

Figure 7 Effets techniques et économiques d'une situation de surcapacité telle que résultant de la trajectoire «Décarbonation lente» à l'horizon 2030



7 L'abondance de production d'électricité se traduit par une forte baisse des prix de marché, qui peut favoriser l'électrification

1. Les prix de marché en France ont fortement baissé et se sont découplés de ceux de ses principaux voisins européens

Depuis la crise énergétique de 2022-2023, les prix sur le marché de gros ont reflué dans des proportions considérables. Cette décrue est particulièrement vive en France : entre 2022 et 2025, les prix du marché spot ont baissé d'environ 80 %, et du même ordre de grandeur sur le marché à terme.

Les conséquences, à l'échelle européenne, sont importantes : les prix français de l'électricité sont aujourd'hui largement découplés des prix italiens et britanniques (une constante depuis plus de vingt ans), mais également des prix allemands, belges, néerlandais voire, plus récemment, espagnols. Le *spread* avec l'Allemagne s'est inversé ces dernières années et s'est considérablement accru : il s'établit aujourd'hui (début décembre 2025) à plus de 35 €/MWh pour une livraison en 2026, presque 35 €/MWh pour 2027 et plus de 25 €/MWh pour 2028.

Le passage à un approvisionnement intégralement réalisé sur les marchés pour tous les consommateurs (fin du dispositif ARENH fin 2025) coïncide transitoirement avec cette forte baisse des prix de marché. Ceci permet à cette transition de se réaliser, pour beaucoup de consommateurs, dans la continuité de leurs conditions d'approvisionnement antérieures contrairement à ce qui était craint en 2023 et 2024.

2. Cette situation conduit les consommateurs à bénéficier de conditions favorables à court terme pour déclencher des investissements dans l'électrification

Les prix de marché actuels et projetés sont, à court terme, très favorables à l'électrification et à la réindustrialisation sur le territoire français. C'est notamment le cas pour les industries électro-intensives actuelles et projetées dans le cadre de la stratégie de décarbonation (industrie lourde, production d'hydrogène et d'électro-carburants, grands centres de données), pour lesquels le prix TTC de l'électricité est quasiment intégralement constitué du prix de l'approvisionnement en énergie – les taxes et le tarif d'acheminement du réseau représentant des montants faibles pour cette catégorie de consommateurs.

Pour les trois prochaines années, les marchés anticipent une poursuite de l'épisode de surcapacité en France, se traduisant par des prix de marché qui augmentent légèrement mais restent globalement bas, et par des différentiels de prix importants avec la plupart des pays voisins.

Dans le Bilan prévisionnel 2023, RTE avait montré que l'accès des consommateurs industriels à des coûts d'approvisionnement en électricité compétitifs et stables constituait une condition majeure pour permettre la bascule vers des solutions électriques et d'assurer leur compétitivité dans des secteurs exposés à la concurrence internationale, à l'instar de l'aluminium.

3. La situation de court terme n'exclut pas la possibilité d'une remontée des prix de marché en cas de choc exogène

En matière de prix de marché, le diagnostic formulé au sein du Bilan prévisionnel 2023 demeure inchangé : il n'existe aucune raison que les prix sur les marchés de gros de l'électricité correspondent spontanément aux coûts de production français.

Un scénario d'électrification réussie tel que celui de la trajectoire «décarbonation rapide» conduirait à des régimes de prix plus élevés qu'aujourd'hui. En revanche, la poursuite de la tendance actuelle en matière de surcapacité aurait des conséquences

opposées : RTE avait déjà indiqué en 2023 qu'un épisode surcapacitaire pourrait conduire à une diminution des prix de marché.

La situation actuelle de prix bas n'exclut pas le risque de voir les prix croître de nouveau très rapidement en cas de nouvelles crises sur le marché de l'électricité ou du gaz à la suite d'un choc exogène. Cette incertitude peut être préjudiciable au déclenchement des investissements, à la fois à l'amont (production) et à l'aval (équipements électriques nécessaires à la décarbonation et à la réindustrialisation) : la nature très capitalistique des projets en jeu plaide ainsi pour disposer d'une plus grande visibilité sur les conditions de prix au cours des prochaines années, notamment au travers de contrats de long terme liant les producteurs et les consommateurs concernés.

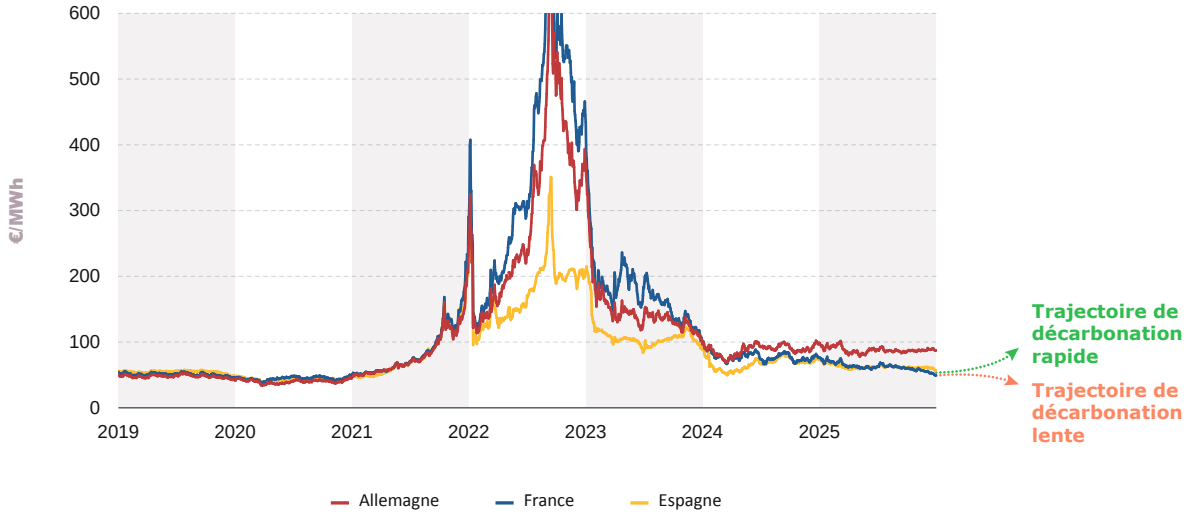
4. Dans un scénario de décarbonation lente, les prix continueraient de baisser, avec des conséquences distributives

Dans la trajectoire de consommation « décarbonation lente », la baisse des prix de marché et le découplage avec les prix des autres pays européens se poursuivrait dans la majeure partie des cas étudiés. Cette situation est transitoirement favorable à l'électrification du fait de prix bas, mais elle masque les conséquences de la désoptimisation du dimensionnement de la production.

Dans les trajectoires de décarbonation les plus lentes, les prix pourraient ainsi s'établir dans une plage de 35 à 50 €/MWh, avec un impact très favorable pour les consommateurs (de tels prix devraient se traduire par un effet haussier, mais potentiellement différé, sur la consommation d'électricité).

Cette baisse entraînerait en revanche une forte érosion des revenus des producteurs sur les marchés, de l'ordre de -20 Md€/an par rapport à un scénario de décarbonation rapide. Celle-ci serait partiellement compensée par les dispositifs de soutien public pour certaines installations de production, mais impliquerait alors une hausse des charges budgétaires associées.

Figure 8 Évolution des prix à terme pour livraison en base l'année suivante en France, Espagne et Allemagne



8 Le retard dans la dynamique d'électrification en Europe modifie les perspectives économiques pour toutes les filières de production

1. Les bénéfices d'un système électrique interconnecté à l'échelle européenne sont confirmés

La France évolue dans un système électrique largement interconnecté. Cette interconnexion apporte de nombreux bénéfices au pays sur le plan économique et sur celui de la sécurité d'approvisionnement :

- Dans la majorité des cas, elle permet au pays d'exporter une partie de sa production électrique très compétitive. C'est le cas depuis les années 1990, bien avant le développement des renouvelables. Variant historiquement entre 1 et 3 Md€ par an, la balance commerciale des exports français a ainsi atteint de l'ordre de 4 Md€ et plus depuis 2023.

- Ponctuellement, elle permet également d'importer lors des pointes de consommation. En 2022, l'interconnexion du système électrique français a permis de faire face à l'aléa générique sur le parc nucléaire en permettant une redirection instantanée des flux d'électricité vers la France.

2. Le caractère interconnecté du système électrique conduit dans tous les cas à des évolutions majeures pour la gestion de l'équilibre offre-demande en France

Le développement des interconnexions s'est fait au début des années 2000 en mettant en commun des systèmes électriques exposés à des risques très différents, ce qui a largement renforcé la résilience de l'alimentation électrique de tous les pays participants. Les stratégies convergentes des Etats membres, qui misent tous à court terme sur un développement rapide du solaire et de l'éolien (dont les productions sont respectivement fortement et en partie corrélées entre pays voisins), tendront cependant également à renforcer les « modes communs » à travers l'Europe à l'avenir.

Dans ce contexte, la poursuite par les pays voisins de programmes de déploiement rapide d'énergies renouvelables est, au vu des rythmes de développement envisagés, un facteur tout aussi important que les choix énergétiques nationaux sur le fonctionnement du système électrique en France. En effet, l'éolien et le solaire ont un coût marginal de fonctionnement nul : une fois développées, ces productions se situent donc avant le nucléaire dans l'ordre de préséance économique au niveau européen, et le concurrencent pour desservir les consommations électriques. Cet appariement se déroule à l'échelle européenne, dans la limite des capacités d'échange entre pays.

Ainsi, même si la France décidait de réduire le développement des renouvelables sur son sol, le nucléaire français serait tout de même exposé à des prix très volatils et bas et donc incité à moduler davantage qu'aujourd'hui dans les situations d'abondance de production. RTE a spécifiquement testé des variantes de « découplage » entre l'effort français et celui de ses voisins afin d'illustrer cet effet : dans le cas d'un ralentissement prononcé du développement des renouvelables en France (rythme R1, *cf.* ci-après), la modulation du nucléaire pour absence de débouchés économiques serait encore de l'ordre de 40 TWh (contre une modulation totale d'une trentaine de térawattheures en 2024 dont une douzaine en situation d'absence de débouchés économiques).

3. La question de la complémentarité entre nucléaire et renouvelables est aujourd'hui un débat spécifique à la France

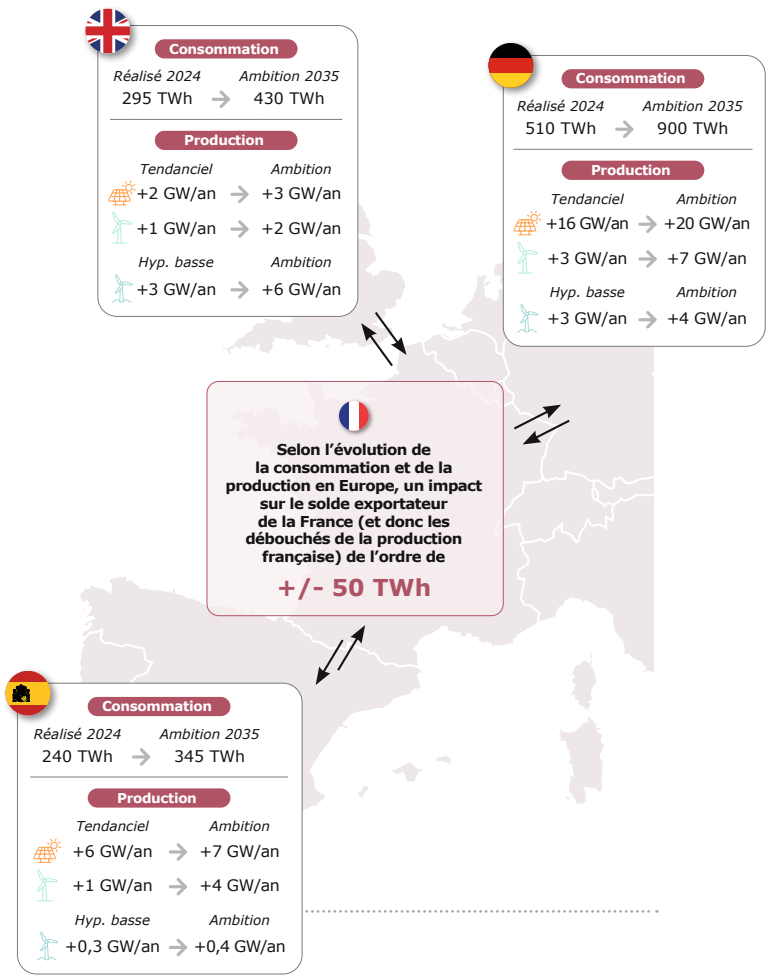
Il importe de bien mesurer que même si le contexte d'ensemble décrit dans le Bilan prévisionnel est commun à de nombreux pays européens (des ambitions importantes d'électrification, qui ne se traduisent pas encore dans la consommation réelle, alors que les plans de développement des énergies renouvelables ont, eux, progressé rapidement), ses conséquences ne sont pas les mêmes selon les pays. **La France est en effet le seul pays à disposer d'un parc de production bas-carbone aussi important et donc à être exposé à un phénomène de concurrence entre production nucléaire et renouvelable en cas d'absence de hausse de la consommation.**

Alors que le développement de l'éolien et du solaire conduit surtout à modifier l'équilibre économique des centrales thermiques à gaz et au charbon dans les pays voisins, il modifie en effet aussi l'économie du nucléaire français dans un scénario où la consommation d'électricité demeure atone. **La survenue d'une situation de surcapacité à l'échelle européenne a donc une traduction particulière en France : la concurrence entre deux appareils de production bas-carbone à coûts essentiellement fixes.** En revanche, cette situation de concurrence ne jouerait que de manière marginale dans un scénario d'électrification réussie en Europe.

RTE en retire deux conséquences majeures :

- *pour le système électrique :* l'exploitation du système électrique français doit s'adapter rapidement aux conditions présentées dans ce Bilan prévisionnel. Les leviers d'exploitation sont déjà identifiés et il est possible de les mettre en œuvre rapidement. Cela doit constituer une priorité même s'il s'agit de mesures techniques traditionnellement éloignées du débat public sur l'énergie (programmation des moyens de production, maîtrise de la tension, profondeur des réserves, dynamique des arrêts de production) ;

Figure 9 Perspectives d'évolution de la consommation et de la production dans quelques pays voisins et conséquences sur le système électrique français



- *pour le parc nucléaire :* la modulation peut jouer un rôle plus important qu'aujourd'hui, en mobilisant à plein le caractère modulable du nucléaire. Dans un scénario où la faculté de modulation du parc nucléaire serait limitée, il percevrait des revenus moindres.

9 La priorité est de permettre la concrétisation effective des projets de décarbonation et d'électrification qui ont émergé depuis trois ans

1. Réussir la stratégie d'électrification est le levier le plus efficace pour décarboner le pays et optimiser les coûts du système électrique

Les bénéfices à long terme de la stratégie de décarbonation rapide ont été démontrés dans de nombreuses publications.

La concrétisation rapide des projets d'électrification qui ont émergé et sécurisé leur accès au réseau au cours des dernières années est par ailleurs le meilleur moyen de résorber l'épisode de surcapacité et de rapprocher la consommation d'électricité avec la trajectoire de croissance de la production d'électricité bas-carbone.

Quelle que soit la trajectoire de développement des renouvelables étudiée, le passage de la trajectoire de décarbonation lente à celle de décarbonation rapide conduit par ailleurs à réduire les coûts complets du système de l'ordre de 6 à 7 €/MWh à l'horizon 2030. Il s'agit d'une valeur importante au regard du caractère très inertiel de cet indicateur sur le temps long (voir l'analyse du coût complet présentée dans les *Futurs énergétiques 2050* et le Bilan prévisionnel 2023).

Réussir à enclencher ce mouvement de substitution entre énergies fossiles et électricité conduit à utiliser l'électricité déjà produite en France pour alimenter la consommation énergétique nationale, et donc à baisser le coût des imports de combustibles fossiles. Sur le plan du fonctionnement du système électrique, cela conduit à maximiser le taux d'utilisation de moyens de production à coûts fixes comme le nucléaire et les renouvelables, sans faire fonctionner davantage les centrales thermiques.

2. Les outils de planification du système électrique doivent désormais porter sur la concrétisation du mouvement d'électrification

Bien que le système électrique ait été libéralisé dans le cadre européen et que la production d'électricité ait été ouverte à la concurrence dès le début des années 2000, sa transformation est très largement pilotée par la puissance publique. L'Union européenne et ses États membres ont ainsi mis en œuvre dès les années 2000 des mécanismes de soutien au développement des renouvelables. Ces mécanismes ont largement façonné le système électrique actuel, et ont conduit à une forte décarbonation de la production d'électricité européenne.

Ceci s'explique notamment par le fait qu'agir sur la production d'électricité était, dans la plupart des pays européens (à l'exception de la France et des pays scandinaves), un levier suffisant pour réduire fortement les émissions, du fait de la prédominance (qui persiste dans certains pays) de la production à base de charbon et de gaz fossile.

Néanmoins, la situation décrite dans le Bilan prévisionnel met en exergue l'intérêt de passer d'un régime où le développement de la production était particulièrement suivi et largement piloté par les pouvoirs publics à une configuration où le rythme d'électrification effectif de l'économie est non seulement suivi, mais également spécifiquement piloté. En effet, toute action de concrétisation des projets d'électrification a un effet bien plus favorable sur l'équilibre économique du système électrique et la résorption des surcapacités que les actions de ralentissement de l'évolution du parc de production bas-carbone (*cf.* ci-après). Cela s'explique par la différence déjà importante entre le niveau de production d'électricité et celui de la consommation depuis la crise énergétique de 2022-2023.

L'État a prévu le principe d'un tableau de bord de l'électrification dans le projet de PPE mis en consultation en mars 2025, et a annoncé depuis diverses mesures pour accélérer la bascule des fossiles vers l'électricité.

Le Bilan prévisionnel 2025 présente un état des lieux par secteur du potentiel de décarbonation. Les trajectoires de décarbonation rapide et lente ont été déterminées en croisant les perspectives sur la réglementation applicable, la compétitivité des solutions électriques, et sur la maturité des différents projets.

Figure 10 Perspectives pour les principaux secteurs de consommation à 2030

Bâtiments	Le chauffage est aujourd'hui majoritairement d'origine fossile. Son électrification ne sera que progressive. Centrée sur les pompes à chaleur, elle ne conduit pas des évolutions notables de la consommation d'électricité.
Transport	*Mobilité légère :* le développement du véhicule électrique est une réalité, avec un faible effet à date sur la consommation. Sa massification dépend de la crédibilité perçue des objectifs européens et du coût à l'achat de la voiture électrique. *Mobilité lourde :* les choix des constructeurs se tournent aujourd'hui majoritairement vers les solutions à batteries, ce qui pourra conduire à une inflexion, mais faible à l'horizon 2030.
Hydrogène	La faible compétitivité de l'hydrogène bas-carbone par rapport aux alternatives fossiles conduit à retenir une approche prudente. Les perspectives apparaissent plus élevées pour les carburants de synthèse, mais dépendent de la crédibilité des obligations européennes.
Industrie	De nombreux projets d'électrification des procédés ou de nouveaux sites industriels existent mais peinent à se concrétiser du fait du contexte macroéconomique dégradé. Les prix bas de l'électricité en France constituent pourtant un facteur très favorable pour les concrétiser.
Datacenters	Un très grand nombre de demandes de raccordement ont été acceptées par RTE, y compris avec des montées en charge demandées très rapides avant 2030. La consommation effective du numérique demeure cependant difficile à bien anticiper, les datacenters déjà raccordés n'utilisant par exemple à date que 20% de leur puissance contractuelle de raccordement.

3. Les dispositifs d'accès au réseau devront être modifiés pour garantir que les projets les plus matures bénéficient en priorité des capacités d'accueil existantes

Dans ce contexte de «course à l'électrification», les outils en vigueur pour permettre l'accompagnement des projets susceptibles d'aboutir doivent être revus. Parmi ceux-ci, le dispositif de réservation des capacités d'accueil du réseau de transport – auquel se connecte la majorité des projets de forte puissance – a été conçu pour être faiblement sélectif à l'entrée. Il ne permet donc pas de distinguer les projets matures, crédibles ou prioritaires pour le pays, des projets « fantômes » ou en situation d'échec.

En France comme partout dans le monde, des phénomènes de «surréservation» des capacités apparaissent donc. Pour les secteurs de l'industrie, de l'hydrogène et du numérique, la capacité réservée pour l'accès au réseau de transport d'électricité est aujourd'hui de l'ordre de 30 GW, ce qui correspondrait à une consommation théorique supplémentaire d'environ 180 TWh. Tous ces projets ne se concrétiseront pas mais ils disposent d'un contrat d'accès au réseau et doivent, en théorie, être intégrés dans le dimensionnement du réseau. Cette situation juridique «bloque» ou «ralentit» des projets qui auraient la capacité de se déployer rapidement, parce qu'ils ont demandé et contractualisé un raccordement au réseau plus tard que d'autres dont le degré d'avancement est plus faible.

RTE a déjà mis en œuvre plusieurs dispositifs pour permettre des raccordements rapides (en 3 ou 4 ans, donc avant 2030, sous réserve d'engagement de la part des acteurs concernés), pour de très fortes puissances de l'ordre de 1 GW, dans plusieurs points du territoire national (sites *fast track*). RTE prendra plusieurs initiatives complémentaires dans les semaines suivant la publication du Bilan prévisionnel pour s'assurer que tous les projets matures puissent effectivement être raccordés à pleine puissance rapidement. En particulier, RTE augmentera le niveau de «surbooking» du réseau afin de ne pas renvoyer une image de saturation artificielle alors que la France dispose d'un réseau capable d'accueillir rapidement de fortes consommations.

Pour les projets disposant déjà d'un droit d'accès au réseau, RTE demandera aux porteurs des projets des preuves de leur avancement et pourra dès juin 2026, conformément à la délibération de la CRE du 23 juillet 2025, repousser au sein des files d'attente ceux ne les fournissant pas, au bénéfice de ceux qui avancent effectivement. En parallèle, RTE mettra en place au 1er semestre 2026, en lien avec l'État, une démarche d'analyse des projets, par secteur, afin de clarifier les dates de mise en service prévisionnelles et d'en déduire les volumes crédibles de consommation associés. Les investissements dans le réseau seront alignés avec ces informations (*cf.* logique des «zones prioritaires» définies dans le SDDR).

En complément, un approfondissement de cette logique de «zones prioritaires» pour la consommation sera proposé dans les territoires volontaires. RTE y préétudiera des schémas d'aménagement et des modalités d'attribution de la capacité permettant de faciliter l'implantation de nouveaux consommateurs.

10 La flexibilité de la demande et le stockage par batteries peuvent améliorer les conditions techniques d'exploitation du système électrique mais ne suffisent pas à eux seuls à traiter les enjeux économiques d'un épisode de surcapacité par rapport à la consommation

1. Le développement de la flexibilité de la demande et les batteries offre des solutions supplémentaires en matière d'exploitation du système électrique

Dans les scénarios d'atteinte des objectifs publics (trajectoire de décarbonation rapide), le Bilan prévisionnel 2025 conforte l'intérêt de développer les flexibilités pour accompagner l'électrification : celles-ci permettent d'optimiser l'utilisation de la production bas-carbone en milieu de journée et de limiter les besoins de pointe le soir et le matin, générant des bénéfices significatifs sur les plans technique, économique et environnemental.

Dans un épisode de surcapacité (trajectoire de décarbonation lente), marquées par des périodes récurrentes d'abondance de production, l'apport des flexibilités permettant de déplacer de la demande aux heures de forte production (flexibilité de la demande ou batteries) est régulièrement évoqué dans le débat comme un levier important d'optimisation du système.

Sur le plan technique, les analyses du Bilan prévisionnel mettent en évidence l'apport positif des flexibilités de cette nature pour l'exploitation du système : en limitant notamment la profondeur d'écrêtement des renouvelables en milieu de journée, les flexibilités limitent les problématiques techniques en cas de surcapacité durable par rapport à la consommation.

Dans l'ensemble, ces flexibilités permettent de réduire les baisses de production des renouvelables, mais sont sans effet sur la modulation du nucléaire, voire peuvent la faire légèrement augmenter : la consommation résiduelle est alors augmentée en journée au moment de la «cloche» solaire, ce qui bénéficie aux renouvelables, et réduite la nuit, ce qui diminue les débouchés pour le nucléaire.

Comme pour les renouvelables ou le nucléaire, ces nouvelles flexibilités apportent un gain en exploitation si et seulement si elles sont prévisibles et mobilisables par RTE : cela participe également de la nécessité de renforcer le corpus de règles de court terme pour rendre ce principe pleinement effectif.

2. Il ne permet toutefois pas de remédier aux conséquences économiques d'un épisode de surcapacité si celui-ci est trop marqué

Sur le plan économique, le Bilan prévisionnel 2025 met en évidence un espace économique plus faible pour la flexibilité de la demande et les batteries dans les scénarios de surcapacité.

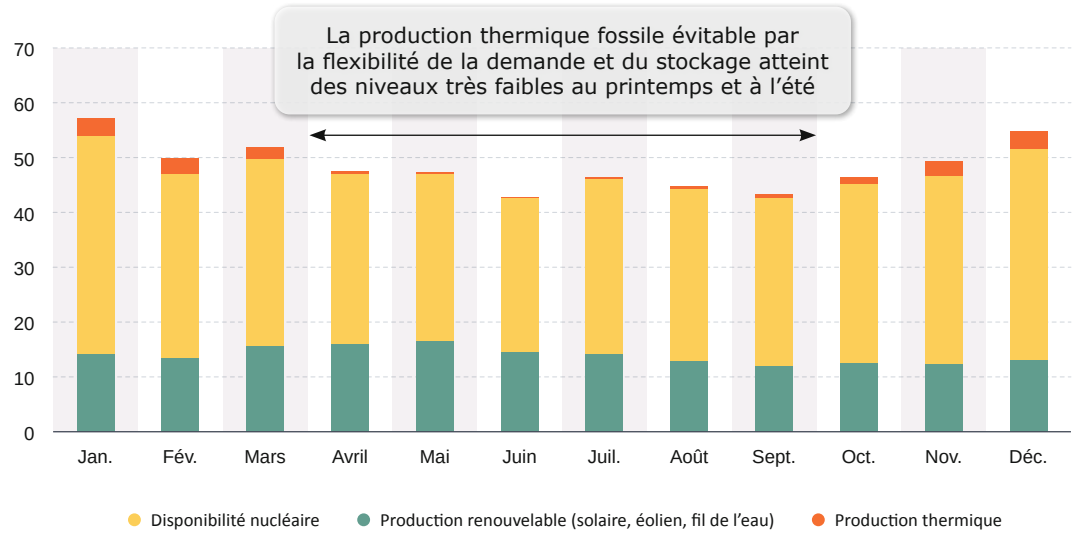
Ces dernières agissent en effet essentiellement à l'échelle de la journée : or, dans des épisodes de surcapacité (trajectoire décarbonation lente, voire test de sensibilité de stagnation de la consommation à l'horizon 2030), l'abondance de production intervient sur toute la journée au printemps et à l'été se traduit par des spreads de prix faibles à l'échelle de la journée et donc des perspectives de revenus limitées pour ces flexibilités. **Dans ces configurations, l'enjeu pour le système électrique consisterait davantage à basculer une part de la consommation de l'été vers l'hiver, ce qui n'est en pratique pas accessible pour la flexibilité de la demande et les batteries.**

S'agissant de la flexibilité de la demande, bien qu'elle présente moins de valeur dans les trajectoires de surcapacité que dans une trajectoire de décarbonation rapide, elle demeure une option sans regret, dès lors qu'elle permet de déplacer à moindre coût la consommation vers les périodes de plus forte production (par

exemple, en optimisant simplement le placement des heures pleines et heures creuses ou en favorisant le pilotage des bâtiments tertiaires (par exemple selon le standard FlexReady).

Le modèle économique des batteries, dans le cas où elles se financeraient sur le seul marché, devient moins évident dans un scénario de surcapacité, les arbitrages sur le marché entre les pointes et les creux journaliers ne suffisant a priori pas à assurer leur rentabilité et devant être complétés d'autres sources de rémunération (comme par exemple les services système).

Figure 11 Répartition mensuelle du productible bas-carbone et de la production thermique, en 2030, dans une trajectoire de décarbonation lente



11 Dans la trajectoire de décarbonation lente, le rythme de développement des renouvelables peut être adapté à la baisse, en préservant la cohérence avec les trajectoires de long terme

1. Dans la trajectoire de décarbonation lente, continuer à développer la production en France entraîne un effet haussier modéré sur le coût du système électrique

Jusqu'à présent, les énergies renouvelables se sont développées dans une logique additive par rapport au nucléaire : les productions éoliennes et solaires se sont substituées à des productions fossiles en France et en Europe, et ont accompagné la fermeture de capacités thermiques (en France, fermeture des grandes centrales au fioul, disparition quasi-totale du charbon). Ces productions renouvelables n'ont eu jusqu'en 2024 qu'un impact très limité (quelques TWh par an) sur le volume annuel de production nucléaire, qui dépendait essentiellement de la disponibilité du parc.

Une question centrale de ce Bilan prévisionnel est de savoir si cette logique additive peut être maintenue en cas de surcapacité.

Les analyses montrent que la trajectoire de décarbonation rapide permet de préserver une logique additive entre nucléaire et renouvelables (la modulation demeure contenue pour ces deux filières), tandis que la logique pourrait s'inverser et devenir substitutive au cours des prochaines dans une trajectoire de décarbonation lente.

Dans ce cas, il en résulte un effet haussier sur les coûts du système électrique.

Cette logique de substitution se mettra en place dès lors que le nucléaire français sera confronté à un manque de débouchés économiques en Europe, situation caractérisée si les pays voisins continuent d'installer des renouvelables sans véritable électrification de leur économie. Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 montrent qu'à moyen terme, les volumes de modulation rendus nécessaires par ces périodes de manque de débouchés deviennent trop importants pour pouvoir coïncider avec ceux que le parc nucléaire aurait de toute façon réalisé pour gérer son cycle pluriannuel de maintenance.

2. Le développement projeté de la production renouvelable pourrait être revu à la baisse, dans des proportions qui relèvent d'un arbitrage entre court et long terme. Cette régulation est moins efficace sur le plan économique que de réussir la transition vers une décarbonation rapide.

À court terme, l'ajustement du rythme de développement des renouvelables – et particulièrement du petit solaire – constitue un des leviers actionnables.

RTE a testé l'appariement de chacune des trajectoires de consommation et des tests de sensibilité avec 4 trajectoires des rythmes de développement de la production d'ici 2030 et 2035 (*cf*. ci-après). Ces différents rythmes ne portent que sur les renouvelables – et spécifiquement sur l'éolien terrestre et le solaire – du fait de leur rythme de développement intrinsèquement plus rapide, et donc plus rapidement modulable, que celui de l'éolien en mer, de l'hydraulique et du nucléaire.

Ces analyses montrent qu'un ralentissement du rythme de développement de ces filières a bien un impact baissier sur le coût complet du système électrique. Cet effet dépend des technologies concernées, et **est de second ordre par rapport à l'effet de l'accélération de la décarbonation ou celui du développement des renouvelables en Europe.** Il a cependant des impacts significatifs au périmètre de chaque acteur du système électrique : réduction de la modulation du parc nucléaire, amélioration de l'équilibre économique des producteurs, réduction du soutien budgétaire à la production renouvelable sous contrat.

Si le rythme R1 est celui qui aboutit à court terme aux coûts les plus faibles, il est insuffisant pour alimenter les besoins en électricité d'une trajectoire de décarbonation rapide à l'horizon 2035. Similairement, le rythme R4 apparaît facteur de surcoûts significatifs, particulièrement dans une trajectoire de décarbonation lente en 2030.

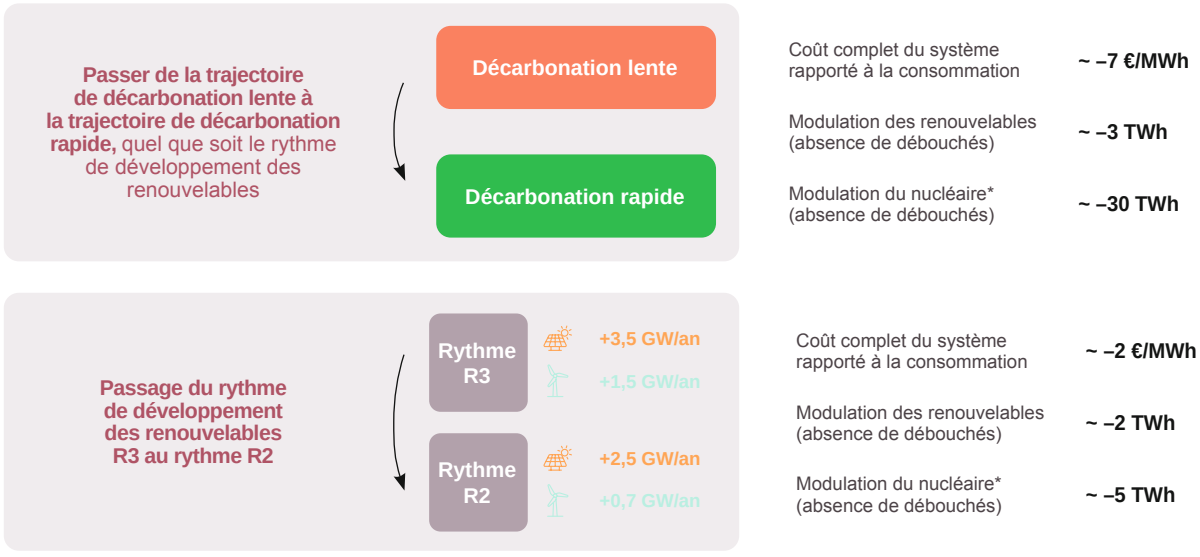
3. À long terme, la poursuite d'un scénario de décarbonation lente pourrait remettre en cause d'autres investissements que ceux dans les renouvelables terrestres

À moyen et long terme, la poursuite d'une tendance d'électrification modérée conduirait à remettre en question également des projets éoliens en mer (notamment flottants) et les nouveaux réacteurs nucléaires.

L'optimum économique à moyen terme pour le système électrique, si la consommation n'augmente pas ou peu, consiste à limiter les investissements dans des installations très capitalistiques et à privilégier plutôt la prolongation de la durée de vie de celles qui existent, ou à investir dans les filières les plus compétitives à court terme. Le nouveau nucléaire ou l'éolien en mer flottant n'en font pas partie.

Dans tous les cas, la situation actuelle offre la possibilité de travailler à l'optimisation économique du système électrique. Ce travail doit également tenir compte des besoins industriels de projection dans le long terme des filières nécessaires à la souveraineté du pays et à l'atteinte de la neutralité carbone, qui impliquent des investissements importants et souffriraient de *stop and go* trop prononcés. Les réglages sur les rythmes projetés des différentes capacités de production devraient ainsi intégrer un compromis entre ces enjeux de court et long terme.

Figure 12 Illustration de l'effet des différents leviers actionnables



* Modulation pour absence de débouchés en cas de prix faibles. Le nucléaire module pour d'autres raisons (voir chapitre détaillé), qui peuvent s'y ajouter. En 2024, la modulation totale s'est élevée à environ une trentaine de TWh dont environ une douzaine pour absence de débouchés.

12 Les analyses confirment les principales conclusions présentées dans le schéma de développement du réseau proposé par RTE début 2025 et renforcent le besoin d'orienter les investissements dans le réseau dans les zones les plus prioritaires

La stratégie pour le développement du réseau présentée par RTE – actuellement soumise à un débat public et à l'avis des autorités administratives – a mis en évidence plusieurs priorités et possibilités d'adaptation en fonction de l'électrification effective du pays et des décisions de l'État sur les différentes filières.

Les priorités données au renouvellement, à l'adaptation au changement climatique et au raccordement des nouveaux consommateurs sont confirmées par les analyses du Bilan prévisionnel 2025.

S'agissant de la structure du réseau à très haute tension, les investissements dans le centre de la France sont indispensables au bon fonctionnement du système électrique dans les configurations testées pour le Bilan prévisionnel 2025. Les études conduisent par ailleurs à confirmer les six zones de renforcement dans lesquelles il est nécessaire d'investir sur la période 2030-2040. Un socle minimal d'investissement dans chacune de ces zones devra être conservé sur le début de période pour assurer le fonctionnement technique du système électrique tel qu'il découle des analyses du Bilan prévisionnel. Il est néanmoins possible de prévoir un séquencement moins rapide des projets dans ces zones de renforcement dans des scénarios de décarbonation lente.

S'agissant des interconnexions, elles feront l'objet d'un paquet législatif présenté par la Commission européenne en décembre 2025. Les analyses du Bilan prévisionnel font ressortir les enjeux associés aux flux traversants et au besoin d'identifier

Renouvellement et adaptation du réseau au changement climatique

- Confirmation de la stratégie de renouvellement indépendamment des besoins de raccordement.

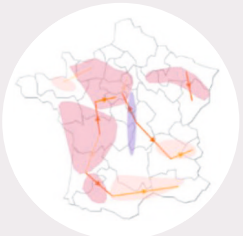
→ À des fins d'optimisation, RTE priorisera en revanche les travaux de renouvellement sur des infrastructures permettent de dégager une capacité de raccordement supplémentaire

Raccordement des nouvelles installations bas-carbone

- Confirmation de la priorité assumée au sein du SDDR au raccordement des consommateurs et l'approche de séquencement des investissements en fonction des prospects industriels (logique des zones P2/P3 – pas de lancement de projets réseau sans industriels confirmés)
- Nécessité de réviser les dispositifs qui conduisent à donner une image de saturation du réseau basée sur les dispositifs contractuels et non sur la réalité physique

Renforcement de la structure du réseau et interconnexions

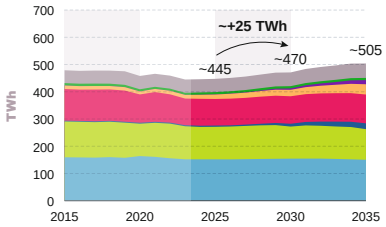
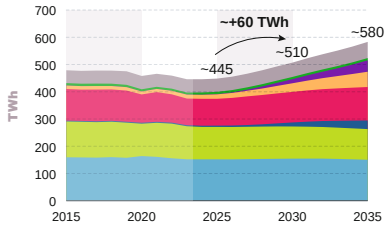
- Confirmation du diagnostic technique du SDDR, y compris dans des scénarios de décarbonation lente : les régimes de flux et les axes contraints sont identiques.
- Confirmation (i) des zones de renforcement de la structure THT identifiées dans le SDDR et (ii) de l'approche conditionnant, au-delà de 2030, tout nouveau projet d'interconnexion au renforcement préalable du réseau interne



le lien entre les investissements dans les réseaux nationaux et ceux dans les lignes transfrontalières. Ces conclusions se rapprochent de celles du récent rapport Letta sur le marché unique.

La France est en effet davantage qu'auparavant un pays de transit d'électricité, notamment entre la péninsule ibérique et l'est de l'Europe. Tout projet de nouvelle interconnexion doit ainsi être étudié dans ce cadre et prendre en compte, dans son rythme de planification et son financement, les besoins de renforcement de la structure du réseau national liés à l'accueil de ces flux traversants.

Principales trajectoires de consommation étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025 et gisements par secteurs accessibles d'ici 2030

	2024		Décarbonation lente non atteinte des objectifs publics PIB +0,6 %/an, baisse de la part de l'industrie manufacturière dans le PIB	Décarbonation rapide atteinte des objectifs publics PIB +1,1 %/an, légère hausse de la part de l'industrie
				
Bâtiments	~270 TWh	D'ici 2030	~ 0 TWh	~ 0 TWh
Transport	~15 TWh 2 M de VE 450 k de ventes	D'ici 2030	+9 TWh	+17 TWh
		Prérequis d'ici 2030	6 M de VE en 2030 ~500-600k de ventes de VE/an, soit une hausse dans le prolongement des tendances actuelles	~8 M de VE en 2030 ~1,2 M de ventes de VE/an, soit presque un triplement du rythme de vente actuel
Hydrogène	0 TWh	D'ici 2030	+5 TWh	+15 TWh
		Prérequis d'ici 2030	Concrétisation de 1 GW de projets soit 15 % de concrétisation *(hypothèse de facteur de charge : 60%)*	Concrétisation de 2,9 GW de projets soit 60 % de concrétisation *(hypothèse de facteur de charge : 60%)*
Industrie	~100 TWh	D'ici 2030	+4 TWh	+13 TWh
		Prérequis d'ici 2030	Concrétisation de 1,4 GW de projets soit ~10 % de concrétisation *(hypothèse de facteur de charge : 40%)*	Concrétisation de 3,4 GW de projets soit 60 % de concrétisation *(hypothèse de facteur de charge : 40%)*
Datacenter	~5 TWh	D'ici 2030	+6 TWh	+10 TWh
		Prérequis d'ici 2030	Concrétisation de 2,4 GW de projets soit 30 % de concrétisation *(hypothèse de facteur de charge : 20%)*	Concrétisation de 4,3 GW de projets soit 60 % de concrétisation *(hypothèse de facteur de charge : 20%)*

NB : Les taux de concrétisation sont calculés par rapport aux projets disposant de droits d'accès au réseau pour un raccordement d'ici fin 2029.

Le secteur des bâtiments recouvre la consommation résidentielle (en bleu) et celle du tertiaire (en vert).

D'autres effets (pertes réseaux, consommations non énergétiques) sont à ajouter aux secteurs détaillés ci-dessus pour aboutir au volume complet de consommation intérieure retenue dans chaque trajectoire.

Rythmes de développement de la production bas-carbone étudiés dans le Bilan prévisionnel 2025

Renouvelables

	Fin 2025 (estimation)	Rythme R1		Rythme R2		Rythme R3		Rythme R4	
		2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Solaire	~30 GW	35 GW	40 GW	42 GW	55 GW	47 GW	65 GW	54 GW	90 GW
	~+6 GW	+1 GW/an		+2,5 GW/an		+3,5 GW/an		+5 puis +7 GW/an	
Éolien terrestre	~23,5 GW	27 GW	30 GW	27 GW	30 GW	32 GW	40 GW	35 GW	45 GW
	+0,6 GW	+0,7 GW/an		+0,7 GW/an		+1,5 GW/an		+2 GW/an	
Éolien en mer	1,9 GW +0,4 GW	3 GW	7 GW	3 GW	10 GW	3 GW	13 GW	3 GW	15 GW
Hydraulique	~60 TWh	Développement de la capacité, stabilité du productible : ~60 TWh							
Faculté de modulation		Différentes variantes sur la faculté de modulation							

Nucléaire

	Fin 2025 (estimation)	Basse		Médiane		Haute	
		2030	2035	2030	2035	2030	2035
Parc installé	63 GW	63 GW					
Productible annuel (avant effet potentiel de la modulation pour absence de débouchés économiques)	365-375 TWh	~320 TWh		~365 TWh		~380 TWh	
Faculté de modulation		Différentes variantes sur la faculté de modulation					

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285690 € - 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