

5

**FONCTIONNEMENT
DU SYSTÈME
ÉLECTRIQUE**

FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE : ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET RÉSEAU

5.1 Les situations de vigilance pour l'exploitation du système électrique ne se situent plus uniquement lors des pointes hivernales mais aussi de manière croissante au moment des creux de consommation résiduelle

5.1.1 Les outils d'exploitation du système électrique ont historiquement été conçus pour assurer la disponibilité d'offre de production lors des pointes de consommation

En tant que gestionnaire du réseau de transport, RTE a la responsabilité d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel, en tenant compte des contraintes techniques sous-jacentes au système électrique. La crise énergétique de 2022-2023, qui a fait peser sur le système électrique un risque significatif de défaillance, illustre les enjeux de la sécurité d'approvisionnement qui vise à assurer une capacité disponible suffisante pour répondre à la demande à chaque instant.

Le dimensionnement des capacités nécessaires pour le passage des pointes de consommation est réalisé sur la base d'un critère de sécurité d'approvisionnement, défini dans le règlement européen sur le marché intérieur de l'électricité¹ et décliné dans le code de l'énergie (article L. 141-7). Son niveau est fixé par voie réglementaire (article D. 141-12-6), dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie². Actuellement, la valeur du critère est fixée à une espérance annuelle de 3 heures de défaillance et de 2 heures de

délestage : autrement dit, en tenant compte de l'ensemble des aléas pouvant se produire sur une année, le nombre d'heures de défaillance (c'est-à-dire de déséquilibre entre l'offre et la demande) estimé dans les études d'adéquation ne doit pas dépasser 3 heures par an en moyenne.

Conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur (articles L. 141-8 et D. 141-3 à D. 141-8 du code de l'énergie), le Bilan prévisionnel établi par RTE évalue le risque en matière de sécurité d'approvisionnement au regard du critère de référence. Pour ce faire, RTE s'appuie sur une approche de modélisation probabiliste du système électrique français et européen, afin d'estimer le besoin capacitaire pour assurer le respect du critère. La méthodologie d'analyse permet de tenir compte de nombreuses configurations météorologiques possibles (vagues de froid, vagues de chaleur, épisodes plus ou moins venteux, etc.) combinées à des scénarios d'indisponibilités des moyens de production, couvrant ainsi un large spectre de situations.

1. Règlement (EU) 2019/943 du Parlement européen et du conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (2019) : [Regulation - 2019/943 - EN - EUR-Lex](#)

2. DÉLIBÉRATION N°2022-152, CRE (2022) : [Délibération de la CRE du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour la France métropolitaine continentale prévu à l'article L. 141-7 du code de l'énergie](#)

Le dimensionnement du système repose sur des estimations probabilistes : le respect du critère légal n'implique pas une absence totale de risque de défaillance (c'est-à-dire de risque de manque d'offre pour couvrir la demande) mais assure que le niveau de risque reste contenu dans des limites fixées dans le code de l'énergie.

Au-delà de l'analyse du risque de manque de production d'électricité pour passer les pointes de consommation, les simulations menées dans le cadre du Bilan prévisionnel permettent de représenter le fonctionnement du système électrique et l'équilibre offre-demande heure par heure, les filières technologiques mobilisées pour couvrir la demande à chaque instant, les bilans énergétiques et les échanges aux interconnexions tout au long de l'année. Les modélisations du Bilan prévisionnel permettent de disposer de nombreuses analyses sur le fonctionnement du système dans différentes configurations de consommation et de production.

Historiquement, le risque en matière d'exploitation du système électrique était davantage concentré en hiver, notamment en vue du passage des pointes de consommation lors des jours les plus froids. Par le passé, les études d'adéquation se sont donc largement orientées autour du diagnostic de sécurité d'approvisionnement hivernale.

Cependant, depuis quelques années, la baisse et la stabilisation de la consommation à des niveaux relativement bas, combinées au développement de la production bas-carbone, modifient de manière significative l'équilibre du système électrique et génèrent ainsi de nouveaux défis pour assurer l'équilibre offre-demande à tout instant et la stabilité du système. En particulier, les périodes de « creux de consommation résiduelle » (c'est-à-dire des périodes combinant faible consommation et forte production renouvelable) constituent désormais des points d'attention croissants pour l'exploitation du système, confirmant ainsi le constat déjà formulé au sein du Bilan prévisionnel 2023.

5.1.2 Le système électrique fait désormais face à de nouveaux enjeux d'exploitation liés à la gestion de surplus de production bas-carbone

Depuis la fin de la crise énergétique de 2022-2023, le système électrique français a vu ses équilibres évoluer fortement, basculant d'une situation marquée par des inquiétudes sur l'approvisionnement à une situation d'abondance de production.

D'une part, dans un contexte de tensions géopolitiques et économiques des dernières années, la demande d'électricité en France demeure à un niveau nettement inférieur à celui d'avant-crise (période 2014-2019) et les projets d'électrification et de nouveaux sites industriels et numériques tardent à se concrétiser. L'inflexion à la hausse de la consommation électrique, pourtant nécessaire à l'atteinte des objectifs publics, s'en trouve retardée.

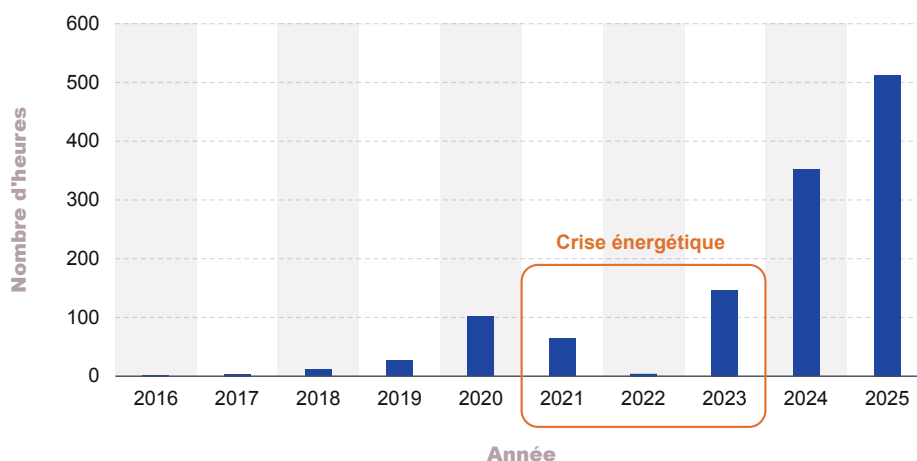
D'autre part, la production décarbonée a atteint un niveau historiquement élevé et représente, en 2025, près de 95% de la production électrique française.

Ce décalage entre l'évolution de la consommation et le développement des capacités de production a engendré une augmentation significative des épisodes de surplus d'électricité en France et en Europe.

L'apparition d'épisodes de prix négatifs est l'un des marqueurs qui témoignent de l'évolution vers une situation de surcapacité

Un des indicateurs qui témoignent de la croissance des situations de surplus de production correspond à la fréquence d'apparition des épisodes de prix négatifs sur les marchés de court terme (spot ou infra-journalier). Compte-tenu de l'exigence d'équilibre offre-demande qui structure le système électrique, les moyens de production non nécessaires sont appelés à s'arrêter lorsque la production dépasse la demande (consommation + exports).

Figure 5.1 Nombre d'heures de prix spot négatifs en France entre 2016 et 2025



Source : Electricity market prices in France and Europe - Data access | RTE

Dans différents cas, certains producteurs peuvent vouloir offrir temporairement leur production à prix négatif et ainsi « payer » pour le surplus d'électricité injecté sur le réseau, plutôt qu'arrêter leurs installations et supporter ensuite des délais ou des coûts de redémarrage. D'autres producteurs peuvent par ailleurs ne pas avoir d'incitation à s'arrêter dans ces périodes ou ne pas avoir la possibilité technique d'arrêter leurs installations. L'apparition de prix négatifs ne constitue donc pas en soi un dysfonctionnement du marché mais un phénomène attendu en période d'abondance de production. La multiplication des épisodes de prix négatifs traduit toutefois une abondance de production par rapport à la consommation de plus en plus marquée.

La fréquence des prix *spot* négatifs évolue ainsi à la hausse depuis quelques années, avec 359 heures

enregistrées en 2024 et 513 heures en 2025. Ces épisodes sont souvent situés en milieu de journée et coïncident avec les heures de production solaire photovoltaïque. La baisse des prix associée est d'autant plus importante que la demande est faible et la production bas-carbone est importante, ce qui renforce ce constat durant les week-ends de printemps et d'été.

Ce phénomène n'est pas propre à la France et concerne d'autres pays européens. En particulier, le développement des capacités de production renouvelable se traduit par l'émergence de modes communs, notamment pendant le pic de production solaire, conduisant à des situations de surplus de production en Europe. Ainsi, en 2025, 576 heures de prix *spot* négatifs ont été enregistrées en Allemagne et 556 heures en Espagne.

Encadré 5.1

FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ EUROPÉEN LORS DES ÉPISODES DE SURPLUS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, ET MODÉLISATION DANS LES ÉTUDES DE RTE

Les analyses d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité menées par RTE dans le Bilan prévisionnel s'appuient sur une représentation horaire du fonctionnement du système électrique européen interconnecté et de ses fondamentaux technico-économiques. Cette représentation permet d'approximer les résultats des échanges sur les marchés de court terme et la programmation des moyens de production.

Ainsi, dans les modélisations du Bilan prévisionnel, pour satisfaire la demande à chaque instant, les moyens de production sont appelés dans l'ordre croissant de leur coût variable de production ; cela permet notamment de reproduire le mécanisme de formation du prix de marché de court terme tenant compte des contraintes techniques et économiques des moyens de production.

Avec l'émergence de périodes de surplus de production, plusieurs pays européens — Allemagne, Pays-Bas, Danemark, Royaume-Uni, Espagne — ont introduit des dispositifs prévoyant la suspension ou la réduction

du soutien aux énergies renouvelables lors d'épisodes de prix spot négatifs. En France, pour certains contrats de soutien en complément de rémunération, une prime spécifique est versée aux installations pour renforcer l'incitation à l'arrêt sur le signal de prix.

La structure des contrats de soutien aux énergies renouvelables étant différente d'un pays à l'autre, l'écart des incitations économiques impacte directement les prix de marché : un pays en situation de surplus peut ainsi importer de l'électricité depuis un autre pays dont les installations n'ont pas les mêmes incitations à s'arrêter, afin de bénéficier des prix négatifs plus faibles. En France, sur l'année 2023 et le premier semestre 2024, 15 % des épisodes de prix négatifs ont ainsi coïncidé avec des situations d'import³.

La modélisation utilisée par RTE permet ainsi de restituer en ordres de grandeur l'évolution des besoins de modulation à la baisse des renouvelables et du nucléaire dans différentes configurations aux horizons d'étude du Bilan prévisionnel.

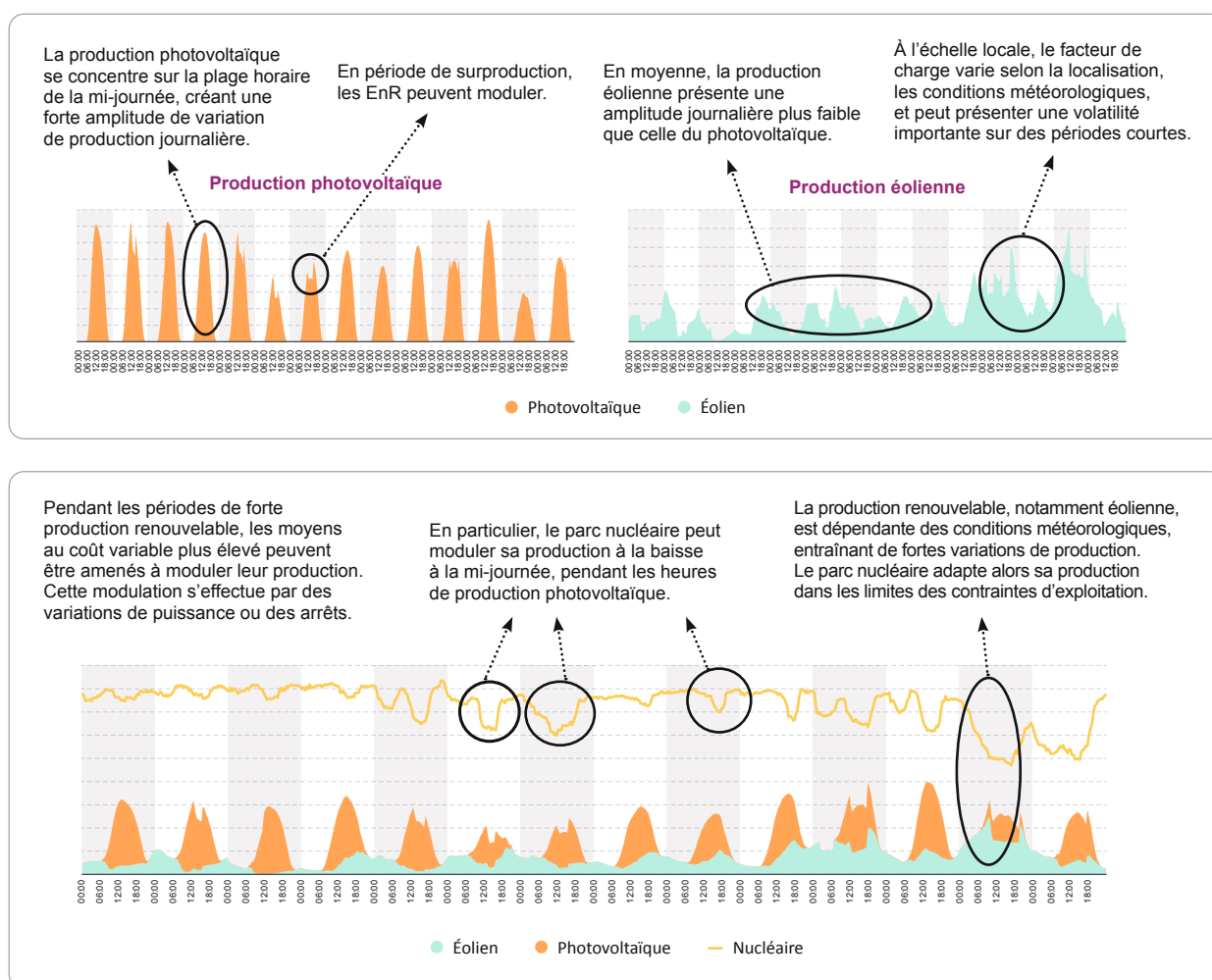
3. [Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables](#)

Dans ce contexte, la gestion des situations de surplus de production a un impact sur l'exploitation du parc nucléaire

Depuis quelques années, la modulation assimilable à des absences de débouchés économiques du parc nucléaire évolue à la hausse,

et a contribué à faire passer la modulation de 16 TWh en 2023, à 31 TWh en 2024 puis 33 TWh en 2025⁴, pour un volume total de production non utilisée intégrant d'autres causes relativement stable, de 41 TWh en 2023 et 38 TWh en 2024. Cette augmentation de la part de modulation dans le volume de production non utilisée témoigne de la capacité du parc nucléaire

Figure 5.2 Interaction des productions éolienne et solaire avec la production des autres filières, sur plusieurs journées de juin 2024



4. Donnée provisoire, source EDF [2026_02_16_ETUDE_MODULATION.pdf](#)

à adapter jusqu'à présent son fonctionnement dans un contexte de réduction des débouchés pour le productible bas-carbone (cf. figure 3.5 du chapitre 3).

Si la modulation du parc nucléaire constitue un levier historique pour répondre aux besoins d'ajustement de l'offre par rapport à la demande, cette modulation intervenait historiquement la nuit et dans le creux de l'après-midi. Dans son Bilan prévisionnel 2023, RTE a documenté l'évolution des modes de modulation du parc nucléaire en fonction du développement des énergies renouvelables et notamment de la production photovoltaïque en France et en Europe⁵. Le changement du profil de modulation journalière se matérialise dès aujourd'hui, avec la baisse de la production nucléaire pendant les heures de production photovoltaïque, notamment en été, même si des amplitudes de variation de puissance importantes peuvent aussi être observées durant la nuit en hiver, en conséquence de la variation de la production éolienne.

Des questions demeurent toutefois sur la possibilité de maintenir, voire d'augmenter, cette capacité de modulation à moyen terme, impliquant également des arrêts de tranches plus fréquents. Dans le contexte d'incertitudes techniques liées à la prolongation de la durée de vie du parc existant, une première étude sur les impacts de la modulation visant à approfondir les analyses des limitations techniques, organisationnelles et économiques, ainsi que des conséquences potentielles de la modulation pour la sûreté d'exploitation et pour le système électrique, a été publiée par EDF début 2026⁶. En amont de cette publication, et afin de tenir compte des incertitudes relatives aux impacts de la modulation et aux projections à moyen terme, RTE a étudié différentes configurations de modulation du parc existant (cf. chapitre 3 pour le détail des configurations).

Lors des situations d'abondance de production conduisant à des prix nuls ou négatifs, une partie des énergies renouvelables sont incitées à arrêter leur production

Depuis plusieurs années, les installations renouvelables contribuent à l'équilibre offre-demande en réduisant ou en arrêtant leur production lors des périodes de surplus, et de prix nuls ou négatifs. Cette faculté de modulation à la baisse des énergies renouvelables constitue ainsi un levier important pour favoriser l'équilibre du système.

Contrairement à certaines idées reçues, il n'existe ainsi pas de priorité d'injection technique des énergies renouvelables par rapport au reste des unités de production.

Du fait du principe de préséance économique, la production nucléaire (à coût variable faible mais non nul) tend à moduler à la baisse sa production «avant» les installations renouvelables (à coût variable nul) dans l'ordre de préséance. Toutefois, une partie de la production renouvelable s'efface parfois alors même que d'autres moyens de production, notamment nucléaires, continuent de fonctionner : les installations renouvelables n'ont ainsi pas de priorité d'injection et adaptent leur fonctionnement en fonction des signaux de prix de marché, des incitations auxquelles elles font face et de leurs caractéristiques technico-économiques.

En pratique, les incitations économiques des installations renouvelables dépendent fortement des contrats de soutien ou de vente d'électricité dont elles disposent, certains favorisant l'injection même lorsque les prix de marché sont négatifs :

- Les installations renouvelables sous dispositif de complément de rémunération sont incitées à ajuster leur production sur le signal de prix spot. D'une part, le complément de rémunération n'est versé qu'en période de prix positifs et d'autre part, une «prime d'arrêt sur prix négatif»⁷ est attribuée, sous réserve d'arrêt

5. Partie 6.3.3.1 – Chapitre Equilibre offre demande et flexibilités, Bilan Prévisionnel 2023

6. [2026_02_16_ETUDE_MODULATION.pdf](#)

7. Article R. 314-39 du code de l'énergie

de la production lors des heures de prix négatifs (lorsque le nombre d'heures de prix négatif dépasse un certain seuil dans l'année)⁸. Les contrats concernés portent fin 2025 sur près de 15 GW de capacités installées⁹, dont environ 7 GW de photovoltaïque et 8 GW d'éolien, volume qui devrait continuer à augmenter dans les prochaines années. L'incitation donnée par la prime d'arrêt sur prix négatifs conduit toutefois à concentrer les arrêts et redémarrages sur des épisodes courts, générant des variations très rapides sur l'équilibre offre-demande qu'il convient de pouvoir lisser. Plusieurs évolutions législatives et réglementaires ont récemment été adoptées pour corriger ce biais et éviter les variations brusques (voir ci-après).

- Les installations renouvelables sous contrat de soutien d'obligation d'achat (OA) perçoivent historiquement des revenus fixes indépendants des prix du marché pour chaque kilowattheure injecté sur le réseau, et ne sont donc, en principe, pas incitées à effacer leur production même en situation de prix négatif. Ce type de contrat a été mis en place dans les années 2000 pour soutenir le développement des énergies renouvelables et a par la suite subi des évolutions successives. Au cours des dernières années, l'éligibilité à ces contrats d'obligation d'achat a été progressivement restreinte, afin de les réserver aux petites installations pouvant difficilement réagir aux signaux de marché (installations photovoltaïques résidentielles notamment) et d'inciter autant que possible les installations de plus forte puissance à ajuster leur production en fonction des prix de marché via des dispositifs de complément de rémunération.

Cependant, si ces dispositions permettent de maîtriser le flux de nouvelles installations sous obligation d'achat, il subsiste un stock significatif d'installations bénéficiant de ce type de contrat, y compris des installations de moyenne et forte puissance. Des dispositions législatives

et réglementaires ont par conséquent été mises en place ces dernières années afin de permettre d'ajuster à la baisse la production de certaines installations lors des périodes d'abondance de production. Le dispositif adopté dans la loi de finances 2025¹⁰ établit que les cocontractants des contrats d'obligation d'achat peuvent demander aux producteurs l'arrêt ou la limitation de production de toutes ou d'une partie des installations dont la puissance est supérieure ou égale à 10 MW en réponse à un signal de prix *spot* négatif. Au même titre que les installations sous complément de rémunération, le cadre législatif et réglementaire relatif aux arrêts de production sous obligation d'achat prend désormais en compte les enjeux de lissage des arrêts/reprises (voir ci-après). Avec la mise en place progressive de ce dispositif, la capacité concernée atteindra près de 10 GW mi-2026¹¹ sur environ 32 GW contractualisés via l'obligation d'achat. Par la suite, conformément aux dispositions de la loi de finances 2026¹², ce dispositif pourrait être étendu aux installations de puissance supérieure ou égale à 1 MW, permettant ainsi de réduire encore la profondeur des épisodes de prix négatifs. Dans le même temps, les capacités bénéficiant du soutien via le dispositif de l'obligation d'achat devraient diminuer dans les prochaines années, avec, d'une part, le stock de contrats existants arrivant progressivement à échéance et, d'autre part, un seuil d'éligibilité abaissé pour les nouvelles installations.

- Enfin, les installations renouvelables sans soutien ou en sortie des contrats de soutien cités précédemment représentent, fin 2025, environ 19 GW dont 11 GW de capacités solaires et éoliennes, qui ajustent leur production en fonction des modalités de vente de leur électricité (contrats avec un agrégateur ou PPA, vente directe sur le marché de l'électricité...). Certaines installations sont théoriquement exposées au prix de marché et donc incitées à s'arrêter lors des périodes de prix négatifs

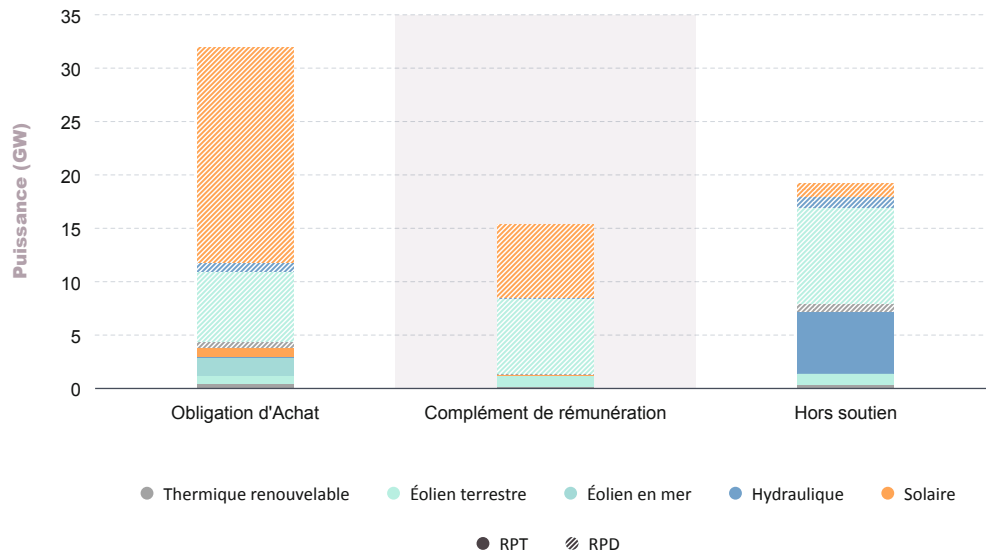
8. [Délibération de la CRE du 6 novembre 2025 portant avis sur un projet de décret portant diverses dispositions relatives aux énergies renouvelables électriques](#)

9. Obligation d'achat EDF-OA (décembre 2025) : [Statistiques des contrats de soutien | EDF FR](#)

10. [Arrêté du 22 décembre 2025 relatif à l'application des II et IV C de l'article 175 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025 - Légifrance](#)

11. [Délibération de la CRE du 27 novembre 2025 portant avis sur un projet d'arrêté relatif à l'application des II. et IV. C de l'article 175 de la loi de finances pour 2025](#)

12. [LOI n° 2026-103 du 19 février 2026 de finances pour 2026 \(1\) - Légifrance](#)

Figure 5.3 Répartition des capacités renouvelables par dispositif de soutien et réseau de raccordement fin 2025

(quitte à racheter l'électricité sur le marché *spot* ou infra-journalier si elles l'ont déjà vendue sur les marchés à terme ou dans des contrats de long terme), en particulier si le prix devient fortement négatif.

Compte tenu des différentes évolutions législatives et réglementaires entrées en vigueur en France, à mi-2026, RTE estime à environ 40 GW le potentiel de capacités photovoltaïques et éoliennes théoriquement incitées à ajuster la production à la baisse sur le signal de prix *spot* négatifs¹³. Les enjeux de lissage de ces arrêts et l'impact des évolutions récentes du cadre législatif et réglementaire sont décrits ci-après.

En pratique, le retour d'expérience sur le réalisé montre que certaines installations incitées à moduler leur production sur le signal de prix ne le font pas systématiquement : la CRE estime ainsi entre 80 % et 90 % le taux de réponse des actifs

éoliens et solaires sous complément de rémunération sur l'année 2024¹⁴. Si ce chiffre est en hausse par rapport à l'année 2023, la participation des installations sous complément de rémunération à l'équilibre offre-demande pourrait être améliorée, permettant d'augmenter les marges à la baisse du système électrique.

La multiplication des épisodes de surplus de production bas-carbone s'accompagne de nouveaux défis pour l'exploitation du système électrique

Au-delà des enjeux de rentabilité des moyens de production et des surcoûts des mécanismes de soutien associés aux épisodes de prix négatifs qui sont détaillés dans le chapitre 6 sur l'économie, la gestion de la variabilité de la production bas-carbone constitue dès à présent un défi majeur pour l'exploitation du système électrique.

¹³. Une estimation des capacités modulables s'appuie sur une clé de répartition des installations par puissance de raccordement aux périmètres RPT/RPD.

¹⁴. Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir (24 juin 2025) : [Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir](#)

De nouvelles problématiques apparaissent à toutes les échéances de court terme et mettent en évidence des besoins d'adaptation des mécanismes de marché et de soutien existants, pour fournir les leviers nécessaires à l'équilibrage du système électrique en situation d'abondance de production. Trois principaux défis peuvent ainsi être distingués :

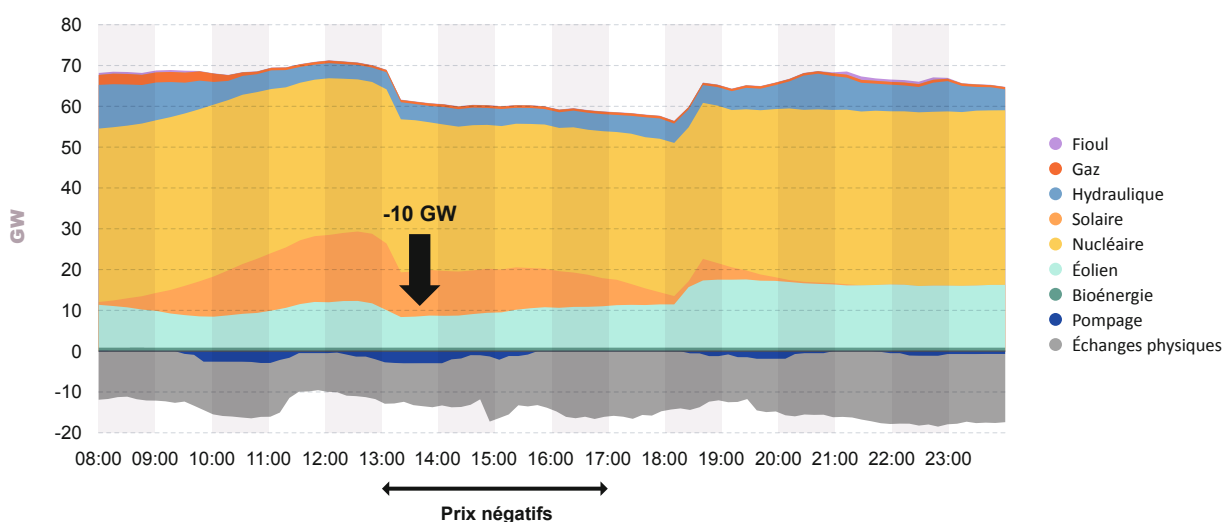
- **un premier défi consiste à s'assurer que le système électrique dispose de suffisamment de « leviers » pour être équilibré en temps réel :** autrement dit, il s'agit d'assurer qu'un volume suffisant de production pourra être modulé pour garantir l'équilibre entre production et consommation à chaque instant et ainsi éviter de se retrouver dans une situation de surproduction difficile à résorber (parfois appelée « butée de baisse »).

Répondre à ce défi nécessite de s'assurer qu'un nombre suffisant d'installations soient en

capacité de baisser leur production en cas de besoin (sur le signal de prix spot et sur le mécanisme d'ajustement), que les marchés de l'électricité renvoient les bons signaux aux acteurs et que le gestionnaire de réseau dispose de leviers proportionnés pour équilibrer le système en temps réel.

- **un second défi consiste à garantir des variations soutenables de la production et à améliorer leur prévisibilité :** le retour d'expérience de RTE sur les situations de tension observées en 2025 en exploitation met en évidence une forte synchronisation des arrêts de production renouvelable lorsque les prix sur le marché spot deviennent négatifs. Ceux-ci peuvent représenter des variations très rapides de plus de 10 GW, soit un niveau qui excède les réserves d'équilibrage permettant de pallier les déséquilibres entre l'offre et la demande en temps réel.

Figure 5.4 Illustration de modulation de production renouvelable lors de l'épisode de prix négatifs du 1^{er} avril 2025



15. Dans le cas où la production excède la consommation, la fréquence du système électrique européen tend à augmenter. Si ce dépassement est ponctuel et proportionné, il peut être absorbé par les réserves du système électrique le temps de rétablir l'équilibre.

À titre d'exemple, lors de la journée du 1^{er} avril 2025, le passage à une situation de prix *spot* négatifs a conduit à l'arrêt quasi-simultané d'environ 10 GW de production renouvelable, alors même que ces arrêts n'avaient pour l'essentiel pas été déclarés dans les programmes de production transmis à RTE et que le volume de baisse dépassait le niveau nécessaire à l'équilibre du système. Cette situation a conduit à un fort besoin d'ajustements à la hausse en temps réel pour «compenser» la baisse trop importante de production par rapport aux besoins du système (environ 2 GW), avec un écart de fréquence transitoirement significatif.

Répondre à ce défi nécessite de renforcer le dispositif de programmation (respect de l'obligation de programmation, fiabilisation et mise à jour fréquente des programmes) pour anticiper ce type d'arrêts et l'exploitation qui en découle et d'encadrer les variations de production pour assurer une cohérence entre le comportement des acteurs et les besoins physiques du système.

- **Enfin, les situations d'abondance de production conduisent à une vigilance particulière pour la maîtrise du plan de tension.** Répondre à ce défi nécessite d'augmenter rapidement les capacités physiques de réglage du

système électrique dans les zones identifiées par le SDDR et de revoir les règles encadrant la participation des installations à la gestion du plan de tension.

Les leviers permettant d'assurer l'exploitation du système électrique pendant des périodes de creux de consommation résiduelle sont identifiés et déclinés dans le Schéma de transformation de l'exploitation du système électrique (STES) développé par RTE. Ils font l'objet d'un programme de concertation détaillé avec les acteurs du système. Les différentes mesures proposées sont progressivement mises en œuvre, sous réserve de leur approbation par l'État et la CRE. Parmi les mesures déjà entrées en vigueur, on peut noter par exemple l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement des installations de plus de 10 MW qui a déjà permis en quelques mois de multiplier par dix pour atteindre 22 GW le gisement d'installations renouvelables participant à l'équilibrage du système,, l'encadrement des mécanismes d'arrêts et reprises pour les énergies renouvelables sous complément de rémunération et une partie des énergies renouvelables sous obligation d'achat, l'approbation des nouvelles règles services système tension et l'évolution du cadre de contractualisation avec EDF sur le plan de tension pendant la période printanière.

5.2 À court terme (horizon 2027), un système électrique doté de marges importantes pour l'hiver mais dont les modes d'exploitation doivent être adaptés pour gérer les « creux » au printemps et à l'été

5.2.1 Au cours des prochaines années, le système électrique français restera dans une situation très favorable en matière de sécurité d'approvisionnement hivernale

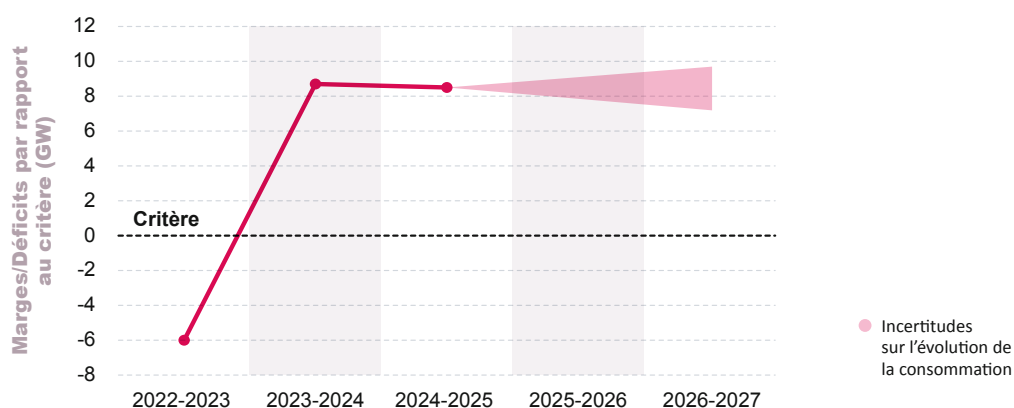
Le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité est déterminé par l'adéquation, au pas horaire, entre les pointes de consommation, d'une part, et la disponibilité des moyens de production, de flexibilité et des échanges aux frontières, d'autre part.

À l'horizon 2027, la consommation d'électricité devrait rester stable ou augmenter lentement, en raison de la faible dynamique d'électrification et du développement limité des nouveaux usages. La croissance de la consommation à court terme serait par conséquent principalement portée par la croissance des ventes des véhicules électriques et des pompes à chaleur (avec un effet potentiellement compensé par les progrès de l'efficacité

énergétique des équipements), la mise en service d'un premier électrolyseur de grande puissance et la montée en charge progressive des centres de données. Cependant, ces facteurs haussiers, portant sur un volume limité de consommation électrique, ne seraient pas suffisants pour enclencher une inflexion significative à la hausse de la consommation à court terme (cf. chapitre 2).

La production bas-carbone française devrait, en parallèle, atteindre en parallèle des niveaux a priori élevés, sous réserve du maintien d'une bonne disponibilité du parc nucléaire. Elle poursuivra vraisemblablement sa croissance, conformément aux orientations retenues dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)¹⁶.

Figure 5.5 Évolution des marges estimées dans les exercices de RTE



16. PPE 3 : programmation pluriannuelle de l'énergie | economie.gouv.fr

L'abondance de la production française se traduit donc, du point de vue du passage des pointes hivernales, par le maintien de marges importantes. En particulier, le niveau de marges pour l'hiver 2026-2027 est évalué entre 8 et 10 GW par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement, et varie en fonction de la dynamique d'évolution de la consommation, des rythmes de développement des énergies renouvelables et de la disponibilité du parc nucléaire.

Ce niveau de marges tient compte des prudenances dans les hypothèses relatives à l'évolution du parc de centrales thermiques à l'étranger et à leur contribution à la sécurité d'approvisionnement en France. Pour la France, il repose sur la disponibilité du socle de capacités thermiques existantes, mobilisées uniquement lors des pointes de consommation et dépendantes de la rémunération assurée par le mécanisme de capacité pour couvrir leurs coûts de fonctionnement.

De tels niveaux de marges ne signifient pas que le risque de défaillance du système électrique est nul, mais qu'il est désormais extrêmement réduit. Il atteint ainsi son niveau le plus bas depuis dix ans. Dans ces conditions, le risque de manque d'offre d'électricité ne se matérialiserait qu'en cas de concomitance de plusieurs aléas extrêmes, par exemple, un événement fortuit majeur sur le parc nucléaire combiné à une vague de froid sévère et/ou à une absence de vent prolongée sur une grande partie de l'Europe.

Dans les conditions de référence de disponibilité des moyens de production à l'horizon 2026-2027, le diagnostic du Bilan prévisionnel 2025 s'inscrit dans la continuité des résultats des précédentes études de sécurité d'approvisionnement saisonnières menées par RTE et du Bilan prévisionnel 2023, qui estimait que des configurations marquées par une consommation atone conduiraient à des niveaux de marges comprises entre 7 et 9 GW.

5.2.2 Pour les toutes prochaines années, la gestion des creux de consommation résiduelle s'impose comme l'un des enjeux majeurs de l'exploitation du système électrique

La France pourra continuer à exporter et à valoriser ses surplus de production d'électricité bas-carbone, mais les débouchés européens risquent, à terme, d'être limités sur certaines périodes de creux

Dans un contexte de consommation atone, le développement soutenu de l'offre de production bas-carbone entraîne une situation d'abondance qui a toutes les chances de se maintenir, voire de s'accroître, pendant au moins quelques années. Celle-ci se traduirait par la poursuite d'épisodes d'excédent de production, notamment lors des creux de consommation (week-ends, printemps et été).

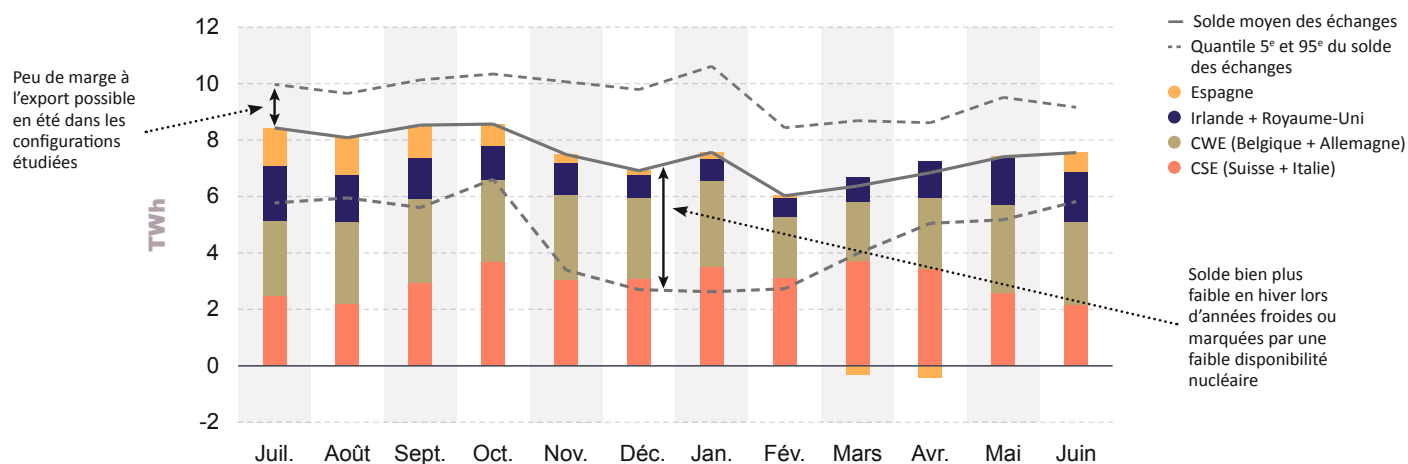
Compte tenu de son faible coût de production variable dans un marché européen fortement interconnecté, ce surplus d'énergie bas-carbone

pourrait être valorisé à l'export. Néanmoins, le développement rapide des capacités renouvelables en Europe pourrait conduire à des situations d'abondance simultanée, notamment lors des pics de production solaire en milieu de journée, limitant à terme les débouchés, en particulier vers l'Espagne et les pays à forte croissance photovoltaïque.

À l'horizon 2026-2027, le solde exportateur français devrait rester proche des niveaux observés en 2024-2025 (80 à 100 TWh), selon les conditions météorologiques et l'évolution de la demande. Dans ce contexte, la limitation des débouchés en période de creux entraînera des besoins accrus de modulation à la baisse de la production bas-carbone française, générant de nouvelles contraintes d'exploitation du système.

Figure 5.6

Solde mensuel moyen des échanges de la France dans la configuration «Décarbonation lente – R3» à l’horizon 2026-2027



Le volume de modulation du parc nucléaire, lié à l’absence de débouchés économiques, devrait continuer à augmenter, pour atteindre, à l’horizon 2026-2027, de l’ordre de 20 à 30 TWh en moyenne

Pour assurer l’équilibre entre l’offre et la demande dans les situations de surproduction, l’ensemble des moyens de production et de flexibilité (y compris, dans une certaine mesure, le nucléaire et les énergies renouvelables) sont incités à ajuster leur production à la baisse en fonction des prix et des volumes qui sont retenus ou non sur les marchés de court terme.

Compte tenu de sa part importante dans le mix électrique français, la flexibilité du parc nucléaire constitue un levier de premier ordre pour assurer cet équilibre et favoriser ainsi l’optimisation et l’exploitation du système. La modulation du parc nucléaire est mobilisée de très longue date pour contribuer à l’équilibre du système, mais elle intervient de plus en plus lors des périodes de forte production et de prix très faibles, inférieurs au coût variable du nucléaire, qui peuvent être assimilées à des périodes d’absence de débouchés.

En effet, le coût variable de la production nucléaire (pour la part qui n’est pas concernée par des contraintes techniques et réglementaires) étant généralement plus élevé que celui de la production renouvelable, en situation de surplus de production, le parc nucléaire est amené à moduler sa production en «premier» par rapport à ce type de production dans l’ordre de préséance économique. Il ne s’agit pas d’une priorité d’injection technique mais d’un effet de la préséance économique. Au-delà d’un certain niveau de modulation de la production nucléaire, les énergies renouvelables sont également sollicitées pour réduire leur niveau de production, notamment en situation de prix négatifs, afin de contribuer à l’équilibre du système et d’éviter de réduire trop fortement la production nucléaire, en limitant en particulier le besoin d’arrêts et de redémarrages des réacteurs nucléaires dans les situations de creux «transitoires» de quelques heures.

Dans le mode de fonctionnement retenu dans la configuration de référence, l’essentiel des épisodes avec des prix inférieurs au coût variable moyen du nucléaire se traduit ainsi par des modulations du parc à la baisse, correspondant à des périodes durant lesquelles la production nucléaire ne serait pas économiquement valorisée.

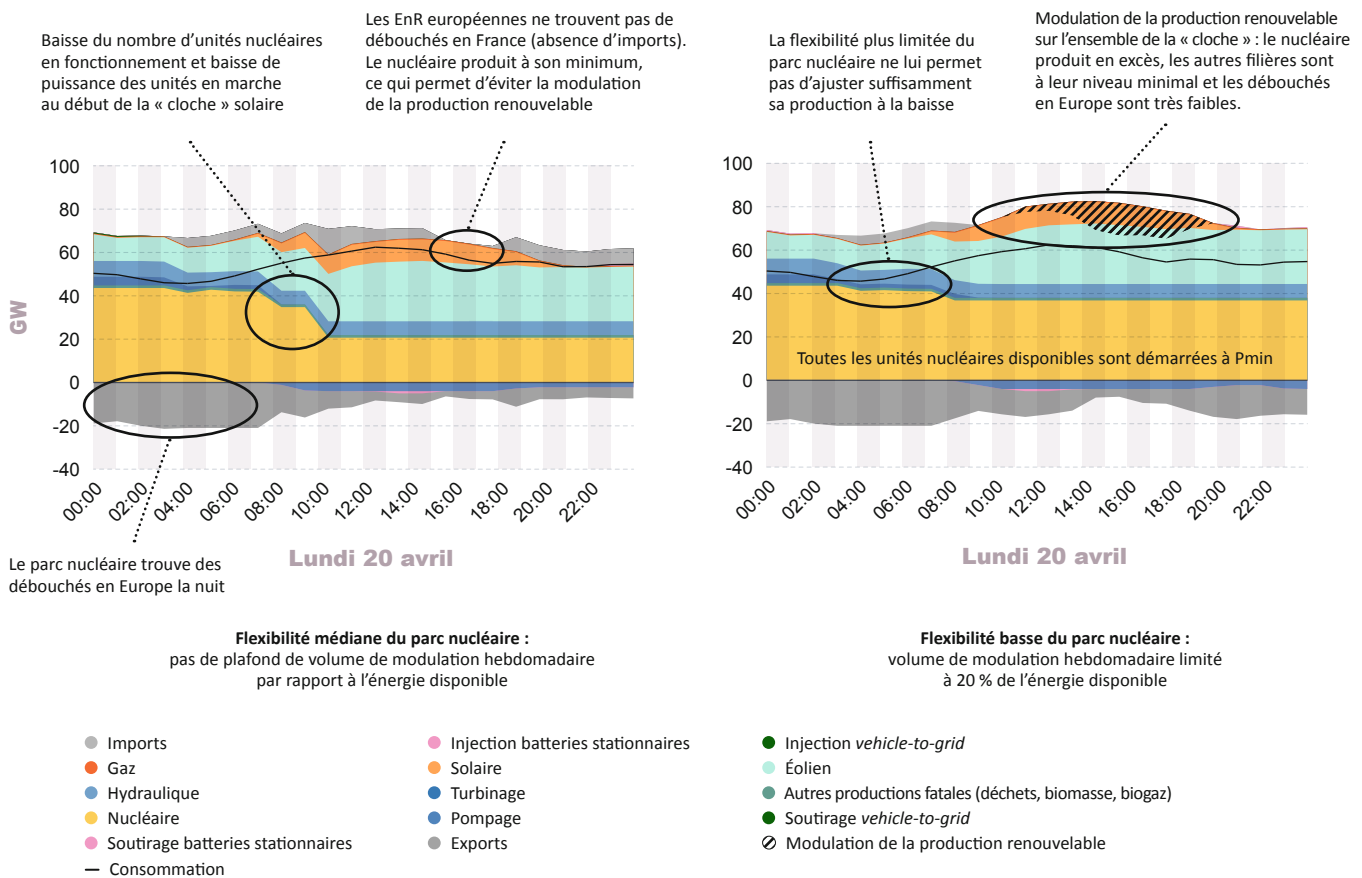
La modulation pour manque de débouchés économiques pourrait ainsi atteindre à court terme entre 20 et 30 TWh par an en moyenne, en fonction de l'évolution de la consommation, voire jusqu'à 40 TWh par an pour certaines années particulières sur le plan météorologique (10% des configurations étudiées). Ces volumes restent du même ordre de grandeur voire légèrement inférieurs aux volumes de production non-utilisée observés historiquement. L'impact sur la production nucléaire annuelle pourrait ainsi demeurer limité à court terme, à condition que l'exploitant parvienne à mutualiser l'essentiel de la modulation pour absence de débouchés avec la modulation qui aurait été effectuée dans tous les cas dans le cadre de

l'optimisation du fonctionnement du parc, telle que pratiquée par EDF depuis les années 1980. Les conditions et les limites de faisabilité de cette mutualisation, tant sur le plan technique qu'organisationnel, dans le respect des exigences de sûreté de fonctionnement du parc, restent toutefois à approfondir.

La gestion des surplus de production bas-carbone entraînera une évolution du profil de modulation. Dans le cas de référence, l'amplitude journalière de modulation du parc nucléaire (c'est à dire la différence entre le minimum et le maximum de production au cours d'une journée) est en forte hausse, pouvant atteindre 5 à 6 GW à l'horizon 2026-2027, contre 5 GW en 2024 et 2 GW en 2021-2022.

Figure 5.7

Illustration de l'impact de la flexibilité du parc nucléaire sur la modulation de la production renouvelable lors d'une journée type d'avril 2027



Par ailleurs, si ces épisodes d'absence de débouchés économiques se multiplient, et une fois la flexibilité des tranches en marche exploitée au maximum, l'exploitant pourrait être amené à recourir plus fréquemment à des arrêts de courte durée (de 24 heures à quelques jours), sur les tranches les plus flexibles, en fonction des contraintes et de l'état d'avancement de leur cycle du combustible.

Les besoins de modulation de la production renouvelable devraient également augmenter dans les prochaines années, indépendamment de l'évolution de la consommation, à capacité constante de modulation du parc nucléaire

Dans une configuration de flexibilité médiane du parc nucléaire (cf. chapitre 3), la modulation à la baisse de la production renouvelable, induite par les conditions d'équilibre entre l'offre et la demande, représenterait une perte d'environ 3 TWh par an en moyenne au

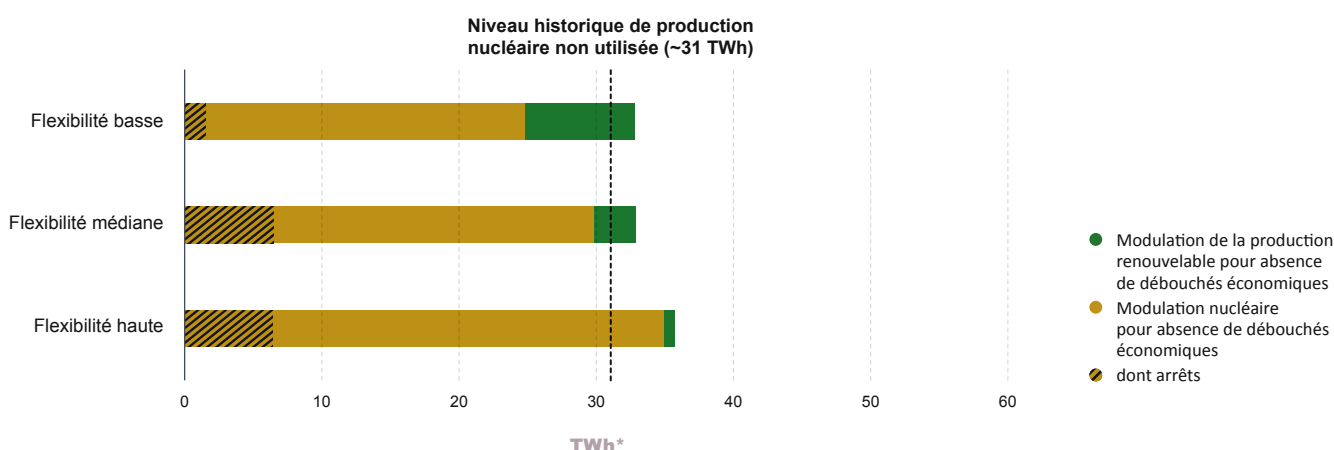
cours des prochaines années (contre 1,7 TWh en 2024 et près de 3 TWh en 2025)¹⁷.

Ce niveau de modulation varie selon la flexibilité du parc nucléaire (entre 1 et 8 TWh). Le volume global de modulation de la production bas-carbone (nucléaire et renouvelable) reste en revanche similaire dans toutes les configurations et varie entre 30 et 35 TWh. Autrement dit, dans les configurations de plus faible flexibilité nucléaire, la moindre modulation du parc nucléaire est compensée par une modulation accrue des énergies renouvelables.

À l'horizon 2026-2027, la production renouvelable devrait moduler à la baisse, selon les configurations, entre 150 heures (*flexibilité haute* du parc nucléaire) et 1200 heures (*flexibilité basse* du parc nucléaire) en moyenne par an pour des raisons d'équilibre offre-demande (ce qui n'inclut pas les modulations pour la gestion des congestions sur les réseaux¹⁸). Ces épisodes continueront à se concentrer essentiellement durant le printemps et l'été, aux heures de faible consommation associées à la production solaire et éolienne importante. Des

Figure 5.8

Illustration de l'impact de la flexibilité du parc nucléaire sur la modulation pour absence de débouchés économiques de la production bas-carbone dans la configuration « Décarbonation lente – R3 » à l'horizon 2026-2027



* Les valeurs absolues de modulation de la production nucléaire et renouvelable dépendent fortement des hypothèses de production et de consommation dans les pays voisins, en fonction, elles peuvent varier de plusieurs dizaines de TWh. Les éléments présentés permettent donc de raisonner « toutes choses étant égales par ailleurs ».

17. Ce volume ne comprend pas les ajustements d'équilibrage et la modulation pour les besoins de résolution de congestions

18. Le besoin associé sera étudié par RTE dans le cadre des analyses *Flexibility Needs Assessment*, à paraître en 2026

événements hivernaux, s'étendant parfois sur les plages nocturnes, peuvent éventuellement apparaître de façon ponctuelle, en particulier dans des configurations de flexibilité basse du parc nucléaire et en cas de période de fort vent en Europe.

Ces estimations s'inscrivent dans la continuité de l'augmentation de la modulation de la production renouvelable observée ces dernières années et représentent un volume de l'ordre de 3 à 12 % de la production solaire et éolienne française.

Figure 5.9 Évolution de la répartition du nombre d'heures de modulation de la production renouvelable (mensuelle et horaire) selon la capacité de modulation du parc nucléaire dans la configuration «Décarbonation lente – R3» à l'horizon 2026-2027

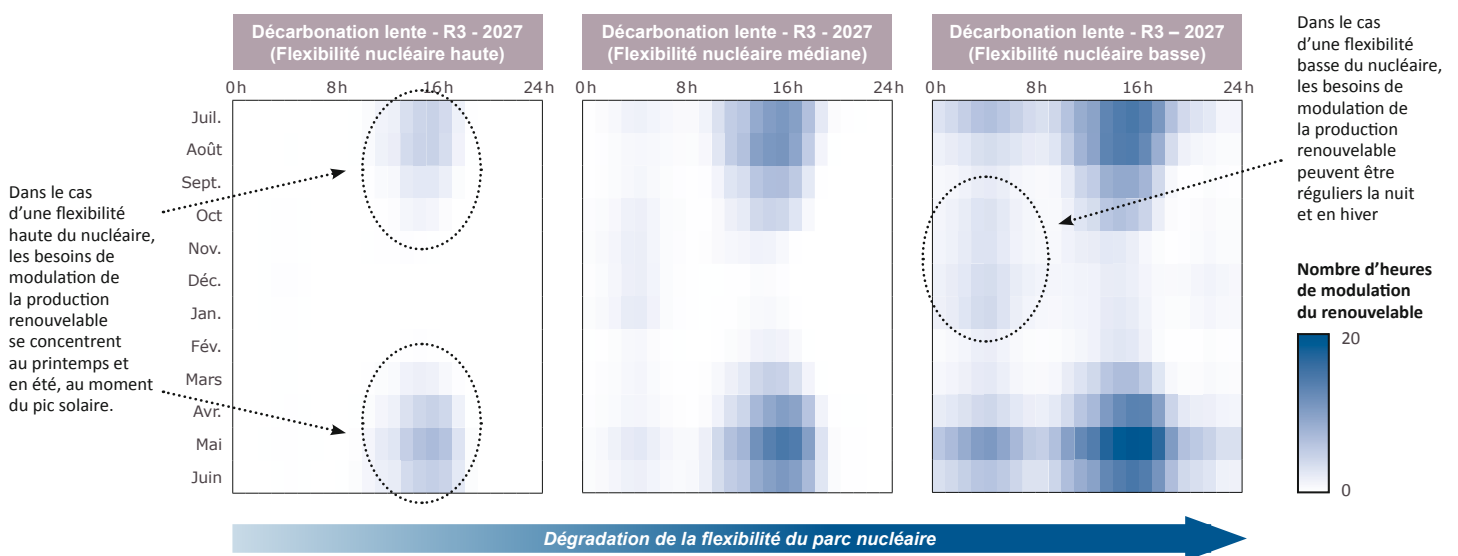
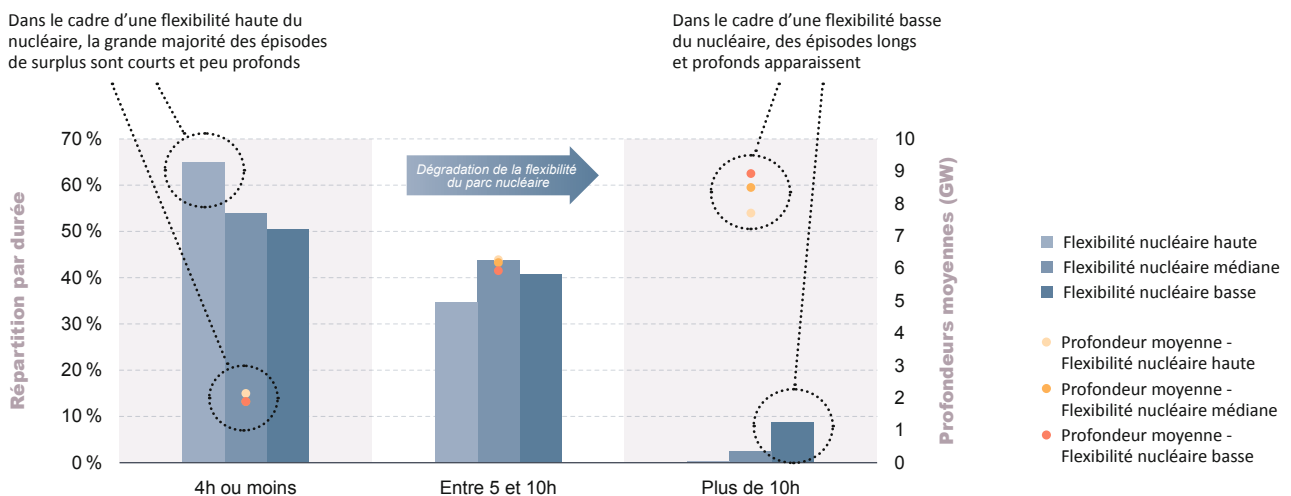


Figure 5.10 Répartition des épisodes de modulation de la production renouvelable par durée (% – échelle gauche) et profondeur moyenne lors de ces épisodes (GW – échelle droite) selon différents niveaux de flexibilité du parc nucléaire dans la configuration «Décarbonation lente – R3» à l'horizon 2026-2027



Dans toutes les configurations étudiées, le besoin moyen de modulation de la puissance instantanée de la production renouvelable lors des heures concernées est estimé entre 4 et 7 GW¹⁹, selon la capacité de modulation du parc nucléaire, en cohérence avec la tendance observée ces dernières années²⁰.

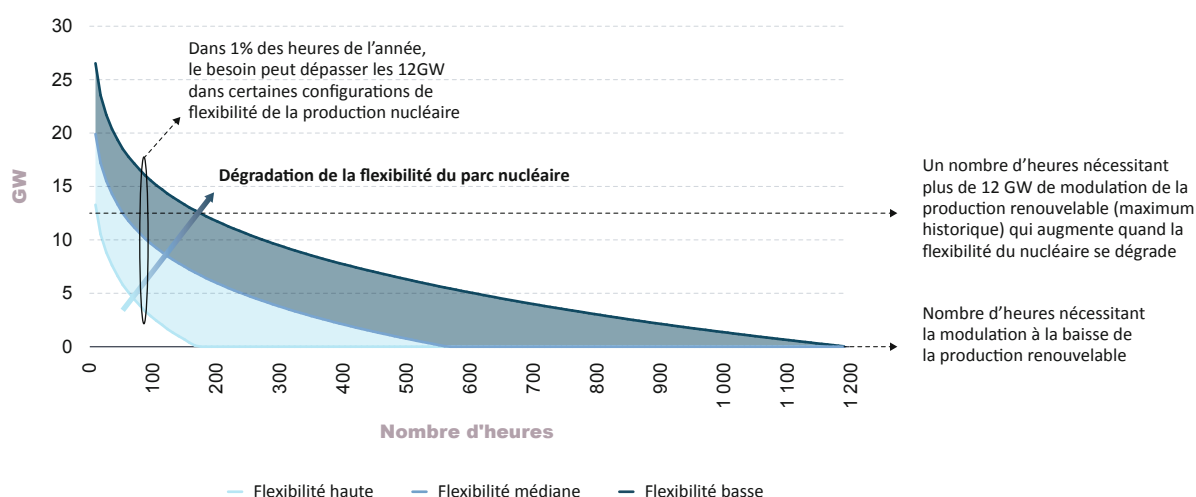
Dans une configuration de flexibilité médiane du parc nucléaire, près de la moitié des épisodes de modulation de la production renouvelable correspondent à des baisses moyennes de l'ordre de 2 GW, tandis qu'un peu moins de la moitié s'étendent sur cinq à dix heures consécutives, pour des baisses proches de 6 GW. Dans les cas les plus extrêmes (environ 1 % des heures), la baisse peut dépasser 10 GW.

Indépendamment de la faisabilité opérationnelle de modulations aussi profondes, ces épisodes présenteraient des contraintes d'exploitation du système, liées notamment à la dynamique des arrêts. **Des volumes d'arrêt de production très**

importants seraient réalisés en un temps très court avec un impact significatif sur la gestion transitoire de la fréquence. Pour assurer la sûreté du système électrique, ces épisodes nécessiteraient d'encadrer et organiser ces modulations à la baisse à l'horizon très court terme (cf. partie 5.1).

Dans la configuration de *flexibilité basse* du parc nucléaire, la fréquence des épisodes de modulation de la production renouvelable augmenterait significativement, avec en outre l'apparition d'épisodes longs, caractéristiques d'un manque de débouchés de la production bas-carbone et nécessitant de moduler en moyenne jusqu'à 9 GW de production renouvelable sur plusieurs heures consécutives, avec des valeurs extrêmes pouvant dépasser 15 GW (sur les 1% d'heures les plus extrêmes de l'année). Par ailleurs, les profondeurs de modulation de puissance instantanée durant les épisodes plus courts restent du même ordre que dans la configuration de *flexibilité médiane*, variant

Figure 5.11 Monotone de profondeur de modulation de la production renouvelable en fonction de la flexibilité du parc nucléaire dans la configuration «Décarbonation lente – R3» à l'horizon 2026-2027



19. Valeur moyenne sur l'ensemble des heures de besoin de modulation de la production renouvelable, qui diffère de la valeur moyenne par épisode d'une certaine durée

20. « Les puissances moyennes éolienne et solaire écrêtées se sont élevées à 5,2 GW en 2025, contre 4,3 GW en 2024 et 3,7 GW en 2023 » - Bilan Électrique du premier semestre 2025

en moyenne entre 2 GW (épisodes de moins de 5 heures) et 6 GW (épisodes entre 5 et 10 heures).

Au-delà de la gestion de la fréquence, les différentes configurations de flexibilité du nucléaire auraient un impact sur la gestion des flux sur le système électrique. En effet, le parc de production renouvelable à moduler n'est pas forcément localisé aux mêmes endroits et l'impact sur les transits et le plan de tension doit donc également être intégré. Cela implique donc de disposer d'une

information suffisamment en amont du temps réel en cas d'évolution sur la modulation du parc nucléaire existant.

Dans la configuration de *flexibilité haute* du parc nucléaire, la fréquence et la durée des épisodes de surplus de production sont réduites. Les besoins moyens de modulation de la production renouvelable se situent entre 2 GW et 7 GW, et 99 % des heures de l'année présentent un besoin inférieur à 3 GW.

5.2.3 Adapter les règles d'exploitation du système électrique pour permettre la gestion efficace des situations de creux de consommation résiduelle représente un impératif à court terme

Les analyses techniques du Bilan prévisionnel 2025 mettent en évidence l'intérêt d'accroître les capacités de modulation du parc renouvelable pour contribuer à l'équilibrage du système

Comme indiqué précédemment (section 5.1.2), le système électrique français fait face à des défis croissants pour la gestion des situations de « creux » : il s'agit en particulier (i) de s'assurer de pouvoir disposer de suffisamment de moyens pour équilibrer le système en temps réel (notamment moyens « à la baisse »), (ii) d'éviter des variations trop brutales de production susceptibles d'affecter l'équilibre du système et (iii) de garantir la maîtrise du plan de tension.

Dans ce contexte, la capacité des installations renouvelables à moduler leur production à la baisse et à participer à l'équilibrage du système électrique constitue un prérequis pour la gestion de l'équilibre offre-demande dans les prochaines années, au même titre que la capacité de modulation des autres filières de production.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025, RTE a ainsi réalisé, pour la première fois, des analyses sur les capacités de baisse de production

dans les situations de creux de consommation résiduelle : en d'autres termes, il s'agit de vérifier dans quelle mesure il est possible de baisser suffisamment de production lors des périodes de « creux » pour assurer l'équilibre entre offre et demande.

En s'appuyant sur les données disponibles relatives à la répartition des types de contrats associés aux installations renouvelables (obligation d'achat, complément de rémunération, absence de contrat de soutien) et sur les niveaux de puissance unitaire des installations et en projetant l'évolution de ces capacités au cours des prochaines années²¹, RTE a étudié le niveau de modulation à la baisse en situation de creux. Dans le détail, plusieurs variantes associées à des ajustements de la réglementation et des mécanismes de marché en vigueur, peuvent être envisagées et ont été étudiées :

- Hypothèse « de référence » : cette configuration s'appuie sur le cadre réglementaire en vigueur au 1^{er} juillet 2026 : elle prévoit la possibilité d'arrêt ou limitation de la production de tout ou partie des installations dont la puissance est supérieure ou égale à 10 MW sur le signal de prix spot négatif, ainsi que l'obligation de participation au

²¹. Projections tenant compte des sorties de contrats d'obligation d'achat prévues dans les prochaines années et du développement de nouvelles installations, en supposant une répartition (par type de contrat et par taille) similaire à l'état actuel du parc.

mécanisme d'ajustement pour toutes les installations d'une capacité supérieure ou égale à 10 MW. Cette variante repose également sur l'hypothèse que les installations sous complément de rémunération ou sans dispositif de soutien sont sensibles aux signaux de prix négatifs. Elle suppose par ailleurs que les installations en sortie d'obligation d'achat (OA) sont exposées aux prix de marché et modulent leur production à la baisse en réponse aux signaux de prix.

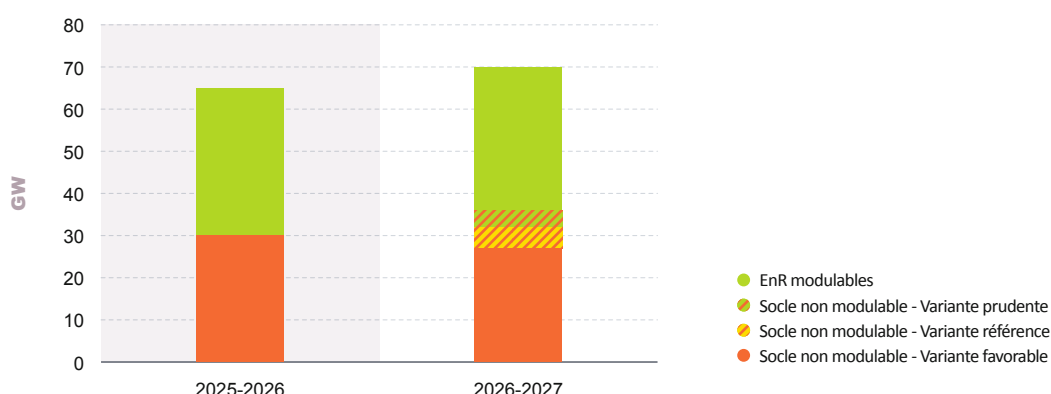
- Variante «favorable» : cette configuration étend les hypothèses de référence aux installations sous obligation d'achat dont la puissance de raccordement est comprise entre 1 MW et 10 MW. Elle permet d'illustrer l'effet associé à d'éventuelles évolutions réglementaires portant sur près de 4 GW de capacités sous obligation d'achat.
- Variante «prudente» : la configuration prudente tient compte du retour d'expérience de l'année 2024²² relatif à la réponse des actifs sous dispositif du complément de rémunération aux signaux de prix de marché. Selon la CRE, seuls environ 84 % (resp. 89 %) des actifs éoliens (resp. photovoltaïques) répondent effectivement aux signaux de prix spot négatif. En

complément, les actifs de moins de 10 MW dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance restent considérés comme non modulables dans cette variante.

L'analyse de ces différentes variantes montre que, dans certaines situations extrêmes, le volume de moyens offrant des capacités de «baisse» de production sur les différents mécanismes de marché pourrait atteindre des niveaux limites. Ces situations de «butée de baisse» interviennent majoritairement entre les mois de mai et août, lors de périodes de forte production photovoltaïque et pourraient nécessiter dans certains cas extrêmes d'activer des moyens exceptionnels afin de baisser la production des installations encore en fonctionnement.

Le risque d'occurrence de ces situations de «butée de baisse» est réduit dans les configurations de plus forte flexibilité du parc nucléaire, notamment s'il est possible d'abaisser fortement sa puissance lors des périodes de creux marqués de consommation résiduelle. Ceci illustre l'intérêt de pouvoir mobiliser dans la durée la flexibilité historique du parc nucléaire pour assurer l'équilibrage du système dans ces périodes d'abondance de production.

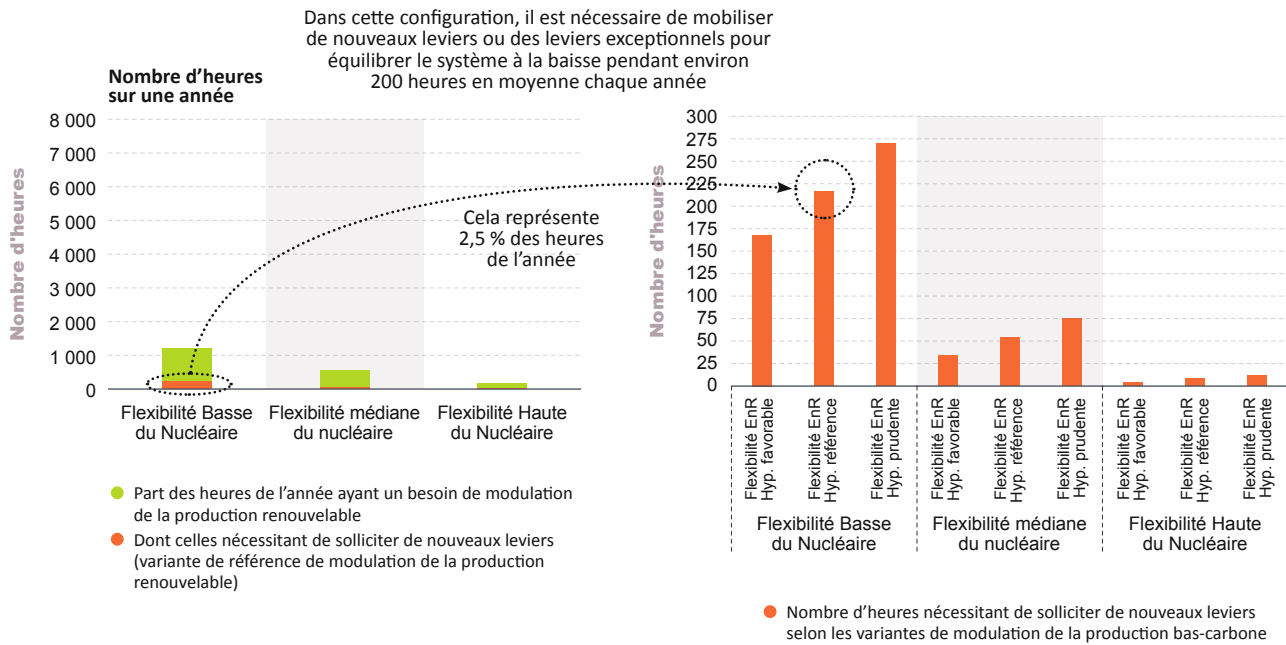
Figure 5.12 Répartition des installations renouvelables (y compris hydraulique fil de l'eau et thermique renouvelable) selon leur capacité de modulation dans les différentes variantes étudiées



22. Rapport CRE sur les compléments de rémunération : [Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir](#)

Figure 5.13

Nombre d'heures de l'année ayant un besoin de modulation de la production renouvelable (graphique de gauche) dont nombre d'heures résiduelles nécessitant de nouveaux leviers selon la flexibilité du parc nucléaire et de la production renouvelable en 2026-2027 (graphique de droite)



Afin de limiter les situations de « butée de baisse », l'extension des mesures réglementaires d'ajustabilité aux installations de puissance inférieure à 10 MW permettrait de réduire significativement le nombre d'heures associées à ces situations, sans toutefois pouvoir les résorber complètement.

De manière plus générale, des évolutions de réglementation permettant d'encadrer, de contrôler et de renforcer l'incitation à la modulation de l'ensemble des moyens de production bas-carbone, et notamment des installations de production renouvelable, s'imposent désormais comme un pré-requis à l'exploitabilité du système électrique dans les prochaines années.

De nombreuses mesures ont été mises en place ces dernières années ou sont en cours de déploiement dans les prochains mois pour améliorer la gestion des épisodes de surplus de production : leur mise en œuvre rapide est désormais indispensable pour garantir l'équilibre du système dans la durée

Plusieurs mesures adoptées au cours des derniers mois ou en cours de déploiement portent en particulier sur des évolutions des mécanismes d'incitation économique et de programmation ainsi que sur une plus large participation des installations renouvelables à l'équilibrage du système. Elles concernent différents mécanismes de marché ou dispositifs réglementaires et contractuels et se déclinent selon différentes échéances de temps (en amont de la fenêtre opérationnelle²³, dans la fenêtre opérationnelle via la

²³. Suite à la réforme du market design de 2024, la fenêtre opérationnelle du gestionnaire de réseau sera amenée à se réduire pour passer en 2029 d'1 heure à 30 minutes avant le début de livraison, CRE (juillet 2025) : [La CRE accorde une dérogation de 3 ans à RTE pour la réduction de sa fenêtre opérationnelle | CRE](#)

participation au mécanisme d'ajustement, en temps réel via les services système) :

- ▶ **Arrêt ou limitation de la production des parcs sous obligation d'achat sur le signal de prix de marché** : des dispositions inscrites dans la loi de finances 2025²⁴ prévoient la possibilité d'arrêt ou de limitation de production des installations sous dispositif d'obligation d'achat, d'une capacité supérieure à un seuil défini par filière (celui-ci ne peut pas être inférieur à 10 MW), lorsque ces réductions de production permettent de réduire les charges de service public d'électricité.
- ▶ **Échelonnement des arrêts et des démarrages des parcs sous obligation d'achat** : la loi de finances 2025 prévoit également la possibilité d'échelonner les arrêts des installations sous obligation d'achat afin de prévenir des variations trop importantes de production sur le signal de prix et de limiter le recours à des flexibilités (cf. partie 5.1). Il convient de noter qu'un échelonnement des arrêts et démarrages est déjà en vigueur depuis avril 2025 pour certains parcs éoliens en mer.
- ▶ **Échelonnement des arrêts et des démarrages des parcs sous complément de rémunération** : la loi de finances 2026 prévoit la publication d'un arrêté qui étend les modalités d'échelonnement pour les installations sous complément de rémunération. Cet arrêté a été publié le 19 avril 2026 et impose depuis le 1^{er} mai une répartition des arrêts en deux groupes.
- ▶ **Incitation à l'amélioration de la qualité de la programmation des installations** : des mesures visant à renforcer l'obligation de programmation de la production et à améliorer la qualité de la programmation sont en cours de déploiement. Elles s'appuient sur de nouveaux indicateurs de qualité de la programmation, incluant le suivi des écarts de programmation en complément du contrôle du réalisé.

- ▶ **Obligation de participation au mécanisme d'ajustement** : si certaines installations éoliennes et solaires participent déjà au mécanisme d'ajustement, elles ne représentaient au 1^{er} septembre 2025 qu'environ 3,5 GW de capacités installées, portées essentiellement par la filière éolienne. Le renforcement de l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement pour toutes les installations d'une capacité supérieure ou égale à 10 MW à partir du 1^{er} janvier 2026 inscrit dans la loi DDADUE 2025²⁶ contribue à augmenter les leviers à disposition pour l'équilibrage du système en temps réel. Cette disposition concerne environ 22 GW de capacité installée, portant sur 75% de la puissance installée éolienne et 15% de la puissance installée photovoltaïque. Au 1^{er} juin 2026, le seuil de 22 GW de puissance installée d'énergies renouvelables participant au mécanisme d'ajustement a été atteint.
- ▶ **Évolution des méthodes de dimensionnement des réserves d'équilibrage** : la méthode de dimensionnement des capacités de réserves secondaires (aFRR) permet de mieux prendre en compte l'effet de la variabilité croissante de la production renouvelable sur l'équilibre du système. En complément, une nouvelle méthode de dimensionnement de la réserve tertiaire²⁷ mFRR (à la hausse et à la baisse), prévue pour fin 2026, vise à mieux intégrer la variabilité du déséquilibre du système dans l'évaluation du besoin de réserve mFRR à la baisse.
- ▶ **Évolution des règles de marché relatives aux réserves d'équilibrage** : le code de réseau établissant les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (RfG pour *Requirements for Generators*)²⁸ impose à certains parcs raccordés au réseau de transport de disposer de capacités constructives de réglage primaire et secondaire de fréquence, devant être offertes à la contractualisation pour les besoins de réserves. Ces dispositions sont déclinées par RTE dans les

24. Article 175, Loi n° 2025-127 du 14 février 2025

25. [Délibération du 2 décembre 2025 portant décision sur les chapitres des règles de marché de RTE relatifs au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre, aux services système et à leurs dispositions générales, et approbation de la demande de dérogation relative à l'utilisation de produits d'équilibrage spécifiques conformément à l'article 6, paragraphe 14 du Règlement européen 2019/943](#)

26. Loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne (avril 2025) : [LOI n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière économique, financière, environnementale, énergétique, de transport, de santé et de circulation des personnes \(1\) - Légifrance](#).

27. [Proposition de RTE concernant les méthodologies et conditions de l'accord opérationnel de bloc RFP \(Réglage Fréquence-Puissance\) France | CRE](#)

28. Règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (avril 2016) : [L_2016112FR.01000101.xml](#)

règles de marché relatives aux services système fréquence²⁹. En complément de ces mesures, un nouvel appel d'offres capacitaire pour les besoins de la réserve rapide (mFRR) à la baisse³⁰ et la création d'un nouveau produit de réserve tertiaire rapide (mFRR) à la hausse plus réactif que le produit historique³¹ sont en cours de déploiement par RTE. En parallèle, le renforcement de l'incitation à l'équilibrage des responsables d'équilibre et la prise en charge par ceux-ci d'une partie du coût de contractualisation des réserves d'équilibrage font partie des mesures complémentaires susceptibles de limiter l'ampleur des actions à réaliser en temps réel pour équilibrer le système et l'occurrence de situations exceptionnelles. La CRE a récemment réalisé une consultation publique relative à l'introduction de ce type de mesures.

Au-delà de ces mesures en cours de déploiement, des leviers complémentaires pourraient être envisagés afin d'accroître la participation des installations renouvelables à l'équilibrage du système lors des périodes de surplus de production.

En particulier, les mesures d'arrêt ou de limitation de la production pourraient progressivement être étendues aux installations de puissance inférieure à 10 MW, afin de disposer de leviers supplémentaires d'équilibrage à la baisse. Ainsi, selon les dispositions de la loi de finances 2026³², le seuil à partir duquel les installations sous dispositif de soutien d'obligation d'achat peuvent être incitées à s'arrêter en cas de prix négatif pourrait être abaissé à 1 MW, sans que l'horizon de son application réglementaire ne soit, à ce stade, précisé. Cette mesure concernerait, en 2026, près de 4 GW de capacités éoliennes et solaires.

À défaut de marges à la baisse suffisantes, l'extension de l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement à toutes les installations de puissance supérieure à 1 MW permettrait de disposer d'environ 13 GW supplémentaires de marges à la

baisse³³, sachant qu'une partie de ces installations module déjà sa production en cas de prix négatifs (installations de plus de 1 MW sous complément de rémunération ou exposées au prix de marché). Du point de vue technique, cette mesure semble accessible, la réglementation actuelle³⁴ imposant aux installations concernées d'être équipées de moyens de communication avec les gestionnaires de réseaux. De manière complémentaire ou alternative, elle nécessiterait toutefois une adaptation des règles de distribution afin de permettre le contrôle des programmes des installations de 1 MW à 10 MW non participantes au mécanisme d'ajustement.

La nécessité d'activer ces leviers supplémentaires pourrait être établie sur la base du retour d'expérience des mesures déjà mises en œuvre ou prévues courant 2026.

Même avec la mise en place de l'ensemble de ces mesures, RTE estime à environ 16 GW³⁵ les capacités renouvelables qui resteraient non modulables pour des raisons techniques ou réglementaires, en grande partie représentées par les petites installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution.

Au-delà des mesures permettant de faciliter l'équilibrage du système en situation de surcapacité, l'accélération de l'électrification et les politiques visant à soutenir la hausse de la consommation apparaissent comme des leviers « sans regret » à moyen terme.

Au-delà des défis qui se présentent dans l'immédiat et pour les toutes prochaines années et qui sont restitués dans cette section, des mesures additionnelles pourraient s'avérer nécessaires en cas de stagnation durable de la consommation à l'horizon 2030-2035, dans un contexte de poursuite du développement des capacités de production bas-carbone. À cet égard, les analyses du Bilan prévisionnel 2025 apportent des éléments d'éclairage pour anticiper et préparer ces enjeux dès à présent (voir partie 5.4).

²⁹. Délibération CRE N° 2025-266 (décembre 2025) : [Délibération du 2 décembre 2025](#)

³⁰. Délibération de la CRE du 22 janvier 2025 portant approbation des règles relatives aux réserves rapide et complémentaire

³¹. Règles relatives aux réserves rapide et complémentaire de RTE | CRE

³². Article 185, le Projet de Loi de Finances pour 2026 (février 2026) : [Projet de Loi de Finances 2026](#)

³³. Jeu de données - Registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 30/11/2025) | [data.gouv.fr](#)

³⁴. Article 33 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité : [Article 33 - Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité - Légifrance](#)

³⁵. Une estimation des capacités non-modulables s'appuie sur une clé de répartition des installations par puissance de raccordement aux périmètres RPT/RPD.

5.3 À l'horizon 2030-2035, pour répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et de décarbonation, de nouveaux investissements pourraient être nécessaires au-delà d'un socle des capacités existantes

5.3.1 Le contexte de fortes incertitudes sur l'évolution de la consommation et du mix électrique a conduit RTE à étudier des configurations d'évolution des fondamentaux contrastées

La sécurité d'approvisionnement électrique française à l'horizon 2030-2035 est fortement dépendante de l'évolution des fondamentaux d'équilibre offre-demande et notamment de la consommation, de la disponibilité du parc nucléaire, du développement des moyens thermiques et des flexibilités, ainsi que des rythmes de déploiement des énergies renouvelables.

Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE a étudié de nombreuses configurations pour évaluer l'impact des incertitudes sur les fondamentaux du système électrique sur le diagnostic de sécurité d'approvisionnement. Ces différentes configurations croisent notamment des hypothèses sur :

- ▶ l'évolution de la consommation en France («décarbonation rapide», «décarbonation lente»³⁶ et «test de sensibilité stagnation», cf. chapitre 2) ;
- ▶ les rythmes de développement des capacités de production renouvelable en France (R1 à R4, cf. chapitre 3) ;
- ▶ le niveau de disponibilité du parc nucléaire (disponibilité médiane autour de 51,5 GW en moyenne sur l'hiver, variantes basse et haute à 46 GW et 55 GW, cf. chapitre 3) ;
- ▶ l'évolution du mix en Europe («Fit for 55 – atteinte des objectifs climatiques», «Prudente – retard sur la consommation et la production», cf. chapitre 4) ;
- ▶ la trajectoire de déclassement des moyens thermiques fossiles (variante avec érosion plus rapide du parc de centrales de cogénération, cf. chapitre 3) ;
- ▶ l'évolution des capacités de flexibilité de la demande (variantes basse et haute intégrant des perspectives contrastées sur la flexibilité des électrolyseurs et de la recharge des véhicules électriques et de développement de la capacité d'effacement et de modulation dans les secteurs des bâtiments et de l'industrie, cf. chapitre 2).

³⁶. Cette trajectoire est associée, sauf mention contraire, à la trajectoire « Prudente – retard sur la consommation et la production » pour le reste de l'Europe

5.3.2 Dans la trajectoire de décarbonation rapide, un besoin de capacités additionnelles se confirme dans de nombreuses configurations à l'horizon 2030-2035

L'évolution des déterminants de la sécurité d'approvisionnement entre 2026 et 2030 conduit à une réduction progressive des marges du système électrique, faisant apparaître un besoin de capacités additionnelles en cas d'électrification très rapide



Consommation

La croissance de la consommation sous-jacente à la trajectoire de décarbonation rapide représente un premier facteur de baisse des marges du système électrique à moyen terme. Plus spécifiquement, la hausse brute de la pointe de consommation induite impliquerait un besoin de capacité supplémentaire d'environ 8 GW, toutes choses égales par ailleurs, pour accompagner l'électrification et la réindustrialisation dans les scénarios de décarbonation rapide.

Cette évolution de la puissance consommée à la pointe est cependant modérée par le développement de la flexibilité de la demande via le décalage des usages (recharge de véhicules électriques,

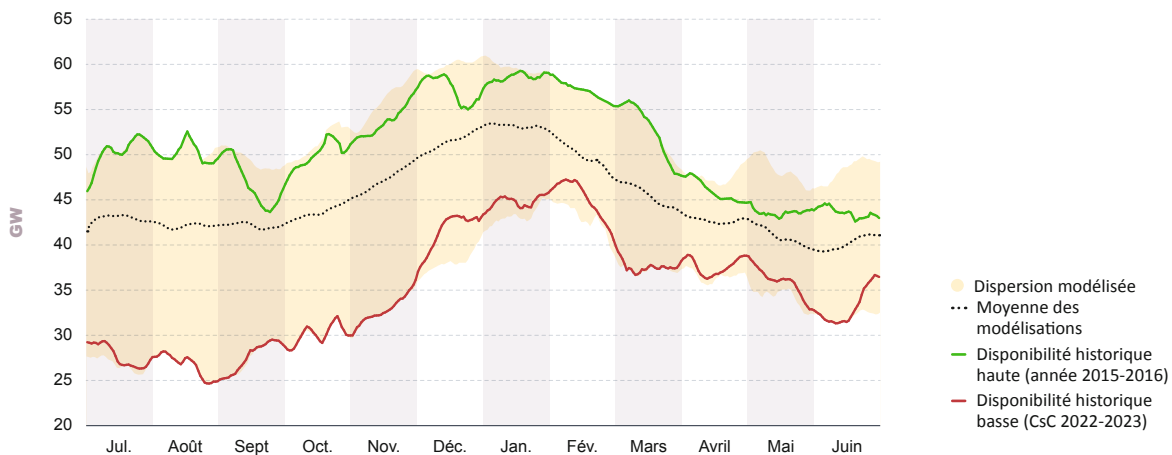
production d'hydrogène par l'électrolyse). Ainsi, en intégrant l'effet des flexibilités de la demande (configuration médiane), la hausse du besoin capacitaire du système liée à l'évolution de la consommation est limitée à environ 5 GW entre 2026 et 2030 dans la configuration de décarbonation rapide. Il convient néanmoins de souligner qu'une évolution de la consommation telle que celle retenue dans le scénario de décarbonation rapide apparaît en rupture avec la tendance observée ces dernières années



Parc nucléaire

À l'horizon 2030, la disponibilité hivernale du parc nucléaire dans la configuration médiane est projetée à environ 51,5 GW, niveau proche de celui issu des prévisions pour les analyses de court-terme (51 GW) et en légère hausse. Néanmoins, le niveau de disponibilité du parc nucléaire à ces horizons fait nécessairement l'objet d'incertitudes : les variantes basse et haute (à 46 GW et 55 GW) visent à refléter l'impact de ces incertitudes et ont un effet direct sur le besoin de capacités de l'ordre de quelques gigawatts.

Figure 5.14 Disponibilité du parc nucléaire dans la configuration médiane aux horizons 2030 et 2035





Production éolienne et solaire

Les énergies renouvelables ont une contribution statistique aux pointes de consommation hivernales : celle-ci tient compte des aléas météorologiques (occurrence de périodes froides sans vent, notamment) et de la corrélation avec les risques observés dans les pays voisins (des vagues de froid anticyclonique peuvent concerner une large partie de l'Europe par exemple), mais elle n'est jamais complètement nulle. À titre indicatif, les nouvelles installations renouvelables associées au rythme R3 représentent à l'horizon 2030 une contribution statistique de l'ordre de 2 GW pour le système électrique à la pointe de consommation hivernale.



Parc thermique

Dans les hypothèses de référence détaillées au chapitre 2, RTE intègre plusieurs fermetures de groupes thermiques (fermeture de la centrale de Cordemais, arrêt de la production à partir de charbon sur la centrale de Saint-Avold, fermeture d'une unité de cycle combiné gaz à Dunkerque (DK6) en lien avec le projet de décarbonation du site, déclassement de certaines turbines à combustion et cogénérations les plus anciennes). Au total, ces différentes fermetures ont un effet baissier sur les marges du système d'environ 3 GW entre 2026 et 2030.

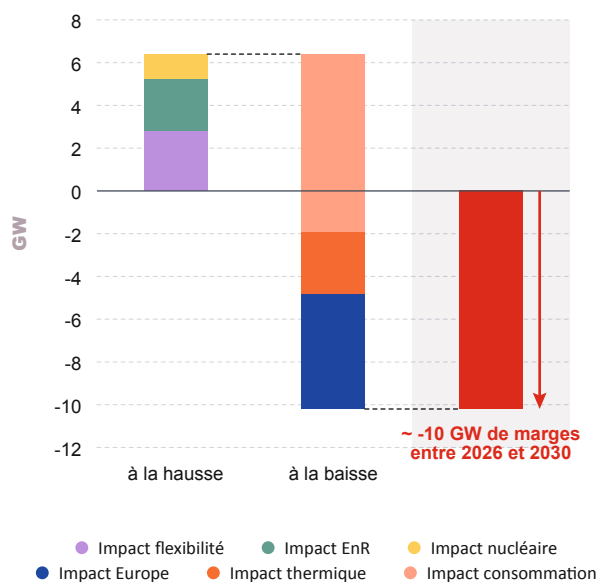


Interconnexions et parcs européens

Le développement des interconnexions représente historiquement un levier de flexibilité supplémentaire qui contribue à renforcer la sécurité d'approvisionnement européenne. Cependant, dans la trajectoire visant l'atteinte des objectifs climatiques, la hausse de la consommation et la fermeture de moyens thermiques fonctionnant aux combustibles fossiles en Europe se traduisent par une baisse des marges du système électrique européen à moyen terme, réduisant dans le même

Figure 5.15

Évolution des marges du système entre 2026 et 2030 dans la configuration « Décarbonation rapide – R3 »



temps la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement française. Cette évolution tient notamment compte des hypothèses prudentes retenues sur la disponibilité des moyens de production, afin de ne pas faire reposer la sécurité d'approvisionnement en France sur des surcapacités à l'étranger qui pourraient être exposées à un risque de fermeture à plus ou moins long terme (cf. chapitre 4).

En conséquence, dans la trajectoire de décarbonation rapide, les marges du système électrique en France diminuent entre 2026 et 2030. Compte tenu des marges importantes à court terme, cette évolution se traduit par un besoin de capacités additionnelles limité, de l'ordre de 2 à 4 GW en 2030, qui varie selon le rythme d'installation des capacités de production renouvelable.

À l'horizon 2030, le besoin de nouvelles capacités reste fortement dépendant de la disponibilité du parc nucléaire et du développement de la flexibilité de la demande

Au-delà de l'incertitude sur l'évolution de la consommation (cf. section suivante), les analyses de sensibilité du besoin capacitaire aux principaux déterminants des marges du système font apparaître des impacts dimensionnants de la disponibilité du parc nucléaire et du développement de la flexibilité de la demande :

► Dans la configuration d'une disponibilité hivernale moyenne du parc nucléaire de 46 GW, comparable au minimum observé historiquement (*variante basse*), le besoin de capacités additionnelles augmente de 5 à 6 GW par rapport à la configuration de disponibilité médiane

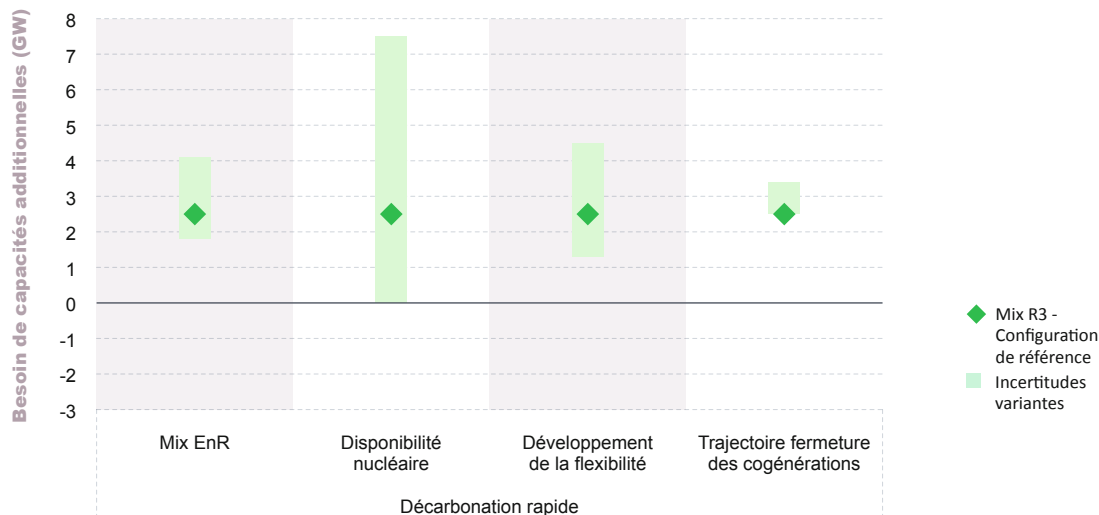
de 51,5 GW. À l'inverse, dans une situation de disponibilité hivernale moyenne du parc plus élevée, de l'ordre de 55 GW (*variante haute*), le besoin de capacités additionnelles se trouve totalement résorbé.

► L'absence de développement de la flexibilité de la demande par rapport aux capacités de 2026 (*variante basse*) implique une augmentation du besoin capacitaire de l'ordre de 2 GW, alors que son développement accéléré (*variante haute*) diminue le besoin de capacités additionnelles de l'ordre de 1 GW par rapport à la configuration médiane.

► Enfin, une fermeture plus rapide du parc de cogénérations entraînerait un besoin de capacités additionnelles supplémentaire de l'ordre de 1 GW par rapport à l'hypothèse de référence.

Figure 5.16

Sensibilité du besoin de capacités additionnelles aux principaux déterminants dans la trajectoire de décarbonation rapide à l'horizon 2030

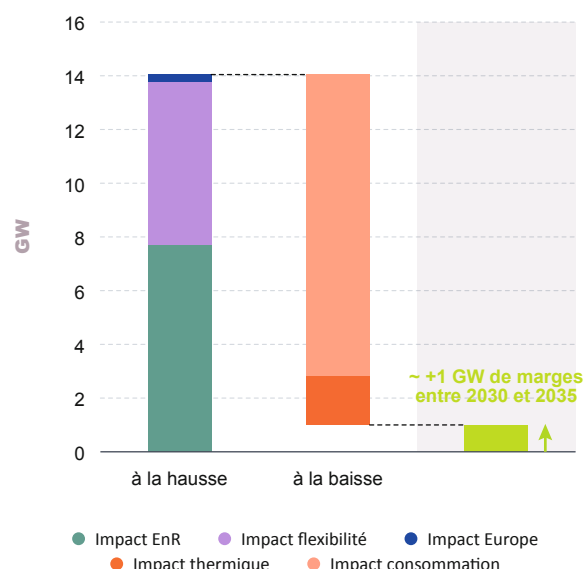


À l'horizon 2035, l'évolution des différents déterminants confirme le besoin de capacités additionnelles identifié en 2030 dans la plupart des configurations

À l'horizon 2035, un besoin de capacités additionnelles se confirme dans la plupart des configurations associées à la trajectoire de décarbonation rapide. Néanmoins, le développement des flexibilités de la demande et de la production renouvelable, en particulier associé à l'accélération de la filière de l'éolien en mer, conduit à une stabilisation, voire à une légère baisse du besoin de capacités additionnelles par rapport à l'horizon 2030. Ce besoin est estimé entre 1 GW et 6 GW, selon les rythmes de développement des énergies renouvelables, respectivement entre R3 et R1. Pour R4, une marge positive de l'ordre de 1 GW pourrait apparaître à cet horizon, en supposant une réussite de l'accélération du programme d'éolien en mer.

Finalement, les nouvelles capacités qui auraient émergé pour les besoins de la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030 resteraient globalement pertinentes à l'horizon 2035, permettant de couvrir les risques associés aux incertitudes sur la disponibilité du parc de production, sur l'accélération des filières moins matures, comme l'éolien en

Figure 5.17 Évolution des marges du système entre 2030 et 2035 dans la configuration «Décarbonation rapide – R3»



mer, ou encore sur le développement effectif des leviers de flexibilité de la demande (la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse, etc.).

5.3.3. Dans la trajectoire de décarbonation lente, le besoin de capacités additionnelles serait significativement réduit

Dans la configuration représentant un retard dans l'atteinte des objectifs publics, associée à la trajectoire de consommation «Décarbonation lente», l'impact de l'augmentation de la consommation sur les marges du système est moindre que dans la trajectoire «Décarbonation rapide». Le besoin de capacités additionnelles à la pointe de consommation dans le mix R3 est nul à l'horizon 2030-2035.

Cette conclusion est valable sous réserve du développement suffisant des énergies renouvelables (à un rythme proche de R3) et du maintien d'un socle de moyens thermiques existants proche de 13 GW (centrales à cycle combiné gaz, turbines à combustion et cogénérations), lui-même conditionné à l'existence d'une rémunération capacitaire pour ce type de moyens.

L'analyse de variantes autour de la configuration «Décarbonation lente – R3» fait néanmoins émerger un besoin de capacités additionnelles dans certaines configurations défavorables :

- Dans une configuration de faible disponibilité hivernale moyenne du parc nucléaire, avoisinant 46 GW (*variante basse*), les marges du système sont dégradées de l'ordre de 6 GW en 2030 par rapport à la configuration avec une disponibilité médiane du parc.
- Sans développement supplémentaire de flexibilité de la demande par rapport au niveau de 2026, l'impact sur les marges serait à la baisse de l'ordre de 1 GW par rapport à la configuration associée au rythme de développement de la flexibilité médiane.

- Une érosion plus rapide du parc de cogénérations entraînerait une hausse du besoin de capacités additionnelles limitée à 1 GW.
- Un développement ralenti de la production renouvelable ferait apparaître un besoin d'environ 1 GW dans le mix R1.

À l'inverse, des évolutions plus favorables en termes de capacités de production à la pointe ou du décalage de la consommation permettraient d'améliorer les marges du système et de couvrir ainsi des aléas supplémentaires.

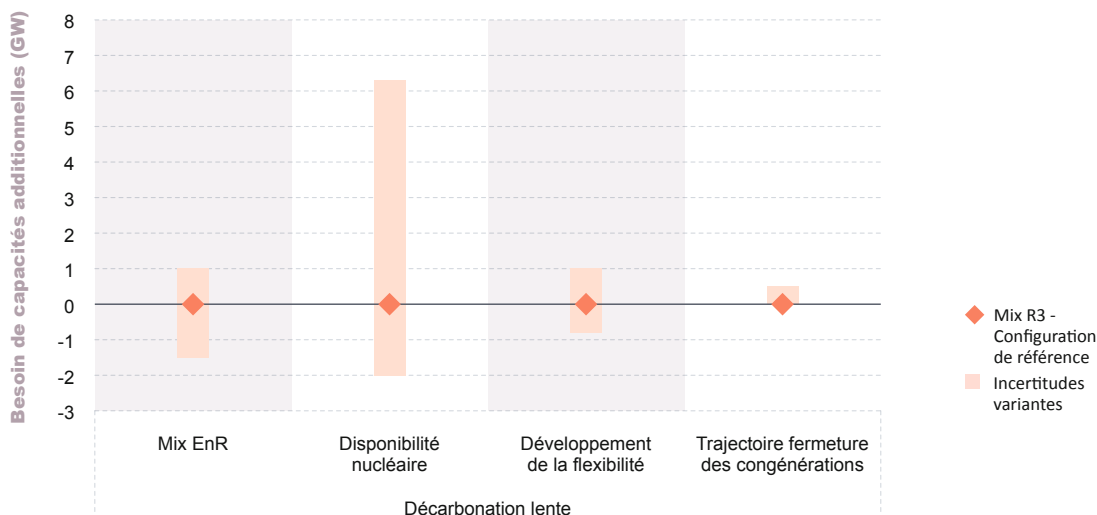
Dans la continuité de ces analyses, à l'horizon 2035, les parcs de production représentés dans les configurations associées aux rythmes de développement des énergies renouvelables R3 et R4 permettent de couvrir le besoin de sécurité d'approvisionnement, sans développement de capacités supplémentaires. En revanche, un retard de développement des capacités renouvelables associé aux rythmes R1 voire R2 pourrait conduire à un besoin de près de 4 GW de capacités additionnelles.

L'évolution des besoins de capacités additionnelles pour le passage des pointes hivernales dépend par conséquent de manière significative de l'évolution projetée de la consommation et de la production. Les analyses mettent en particulier en évidence :

- **un besoin de capacités additionnelles de quelques gigawatts en 2030 dans les scénarios de décarbonation rapide (à moins que le nucléaire puisse garantir une disponibilité hivernale haute), ce qui tend à confirmer les analyses menées dans le Bilan prévisionnel 2023 sur les scénarios d'atteinte des objectifs publics ;**
- **à l'inverse, un besoin de capacités additionnelles proche de zéro dans la trajectoire de décarbonation lente, sauf dans des configurations défavorables (fort ralentissement du développement des énergies renouvelables et/ou faible disponibilité du nucléaire et/ou faible développement de la flexibilité de la demande).**

Figure 5.18

Sensibilité du besoin de capacités additionnelles aux principaux déterminants dans la trajectoire de décarbonation lente à l'horizon 2030



5.3.4 Dans les trajectoires de décarbonation étudiées, le risque de défaillance devrait se concentrer sur des épisodes plus rares, mais plus longs et plus profonds qu'à court terme, modifiant le service rendu au système par les différentes filières

Le diagnostic sur l'évolution de la nature des épisodes de défaillance réalisé dans le Bilan prévisionnel 2023 est confirmé dans les nouvelles analyses du Bilan prévisionnel 2025 : la transformation du système électrique dans toutes les configurations de décarbonation étudiées conduit à modifier le profil de risque de défaillance à moyen terme. Bien que la durée moyenne annuelle de défaillance demeure contenue au niveau prescrit par le critère de sécurité d'approvisionnement, la répartition temporelle du risque de défaillance évolue.

En particulier, à moyen terme, le développement des énergies renouvelables en France et en Europe favorisera l'apparition de modes communs, notamment en cas d'absence de vent prolongée (de plusieurs jours). Associées à des températures

basses, ces situations pourraient engendrer des épisodes de défaillance plus longs et plus profonds que ceux qui pourraient se présenter dans le système actuel. Ces épisodes plus longs et plus profonds traduisent le fait que le système est parfois contraint *en énergie* pour passer les pointes et non seulement *en puissance* : autrement dit, le productible total d'électricité à l'échelle de plusieurs jours voire d'une semaine pourrait devenir limitant. Dans ces situations, certains moyens de stockage ne fonctionnent pas au maximum de leur puissance disponible, faute de stock d'énergie suffisant.

Ces épisodes de défaillance longs concentrent la majeure partie de l'énergie non distribuée dans les simulations probabilistes du système électrique.

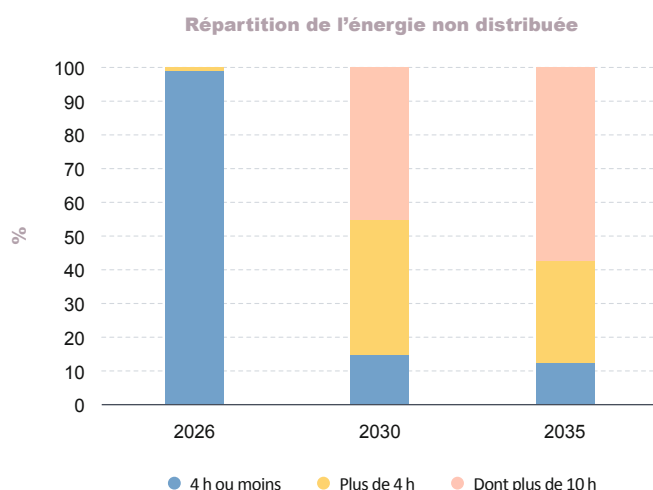
La répartition du risque à l'échelle de la journée serait également amenée à évoluer. Si au sein d'une journée, près de 50 % du volume de défaillance resterait concentré autour des pointes de consommation du matin et du soir, sur les plages 7h-10h et 17h-20h, les épisodes de défaillance auraient tendance à devenir plus longs et à s'étendre davantage sur les heures en soirée, voire la nuit.

En revanche, le risque sur les plages méridiennes apparaît dès aujourd'hui très faible et cette caractéristique devrait se maintenir à moyen terme, compte tenu du développement de la production photovoltaïque et de l'abondance de production qu'elle génère en milieu de journée.

Cela a déjà conduit RTE, dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité, à supprimer les heures de pointe positionnées au milieu de la journée pour la période de livraison 2026/2027³⁸ *a minima*.

À l'échelle horaire, ces épisodes auraient en moyenne une profondeur comprise entre 3 GW (dans la configuration « Décarbonation lente – R3 » et 4 GW dans la configuration « Décarbonation rapide – R3 » sans bouquet d'équilibrage).

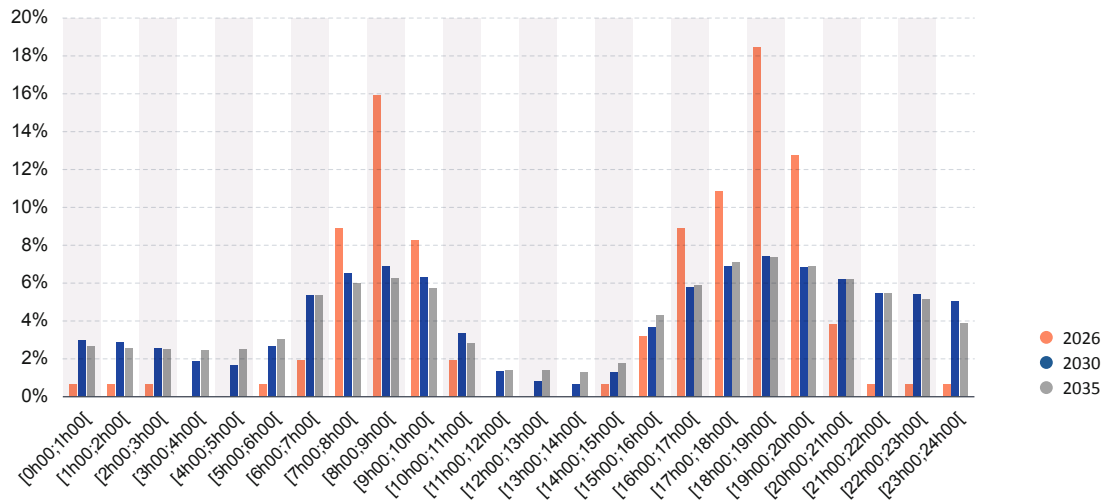
Figure 5.19 Répartition de l'énergie non distribuée en fonction de la durée des épisodes de défaillance dans la configuration « Décarbonation rapide – R3 » (sans bouquet d'équilibrage³⁷)



³⁷. L'évolution observée à moyen terme (allongement des durées des épisodes de défaillance, concentration de l'énergie non distribuée sur des épisodes longs) reste vraie quel que soit le bouquet d'équilibrage retenu, mais dans des proportions différentes, notamment selon les capacités de stockage ajoutées.

³⁸. Pour la période de livraison 2026/2027, les plages PP du mécanisme de capacité sont [7h-10] et [17h-20h]

Figure 5.20 Distribution horaire de la défaillance au sein d'une journée à court et moyen terme, dans la configuration «Décarbonation rapide – R3» (sans bouquet d'équilibrage)



Au sein d'une année, les résultats du Bilan prévisionnel 2025 confirment le «lissage» progressif de la défaillance sur l'ensemble de l'hiver, déjà documenté par RTE : alors que le risque de défaillance se concentre actuellement sur le cœur de l'hiver (le mois de janvier concentre environ 90 % du risque, avec des niveaux absolus de risque très faibles à court terme au vu des marges importantes), il s'étendra progressivement à l'ensemble de l'hiver, avec les mois de décembre, janvier et février représentant plus de 90 % du volume de défaillance annuelle à l'horizon moyen terme.

Si le système électrique français demeure, quelle que soit la trajectoire de consommation, très

sensible à la disponibilité du parc nucléaire et aux conditions de température, le développement de la filière éolienne, dont la production dépend des conditions de vent, conduit à ré-évaluer l'impact de ce facteur sur le risque de défaillance. Selon les analyses réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel, les épisodes de faibles vents en Europe, pris de façon isolée, ne conduisent pas à une augmentation du risque de défaillance en France. En revanche, la conjonction de facteurs défavorables – faibles vents associés à une vague de froid et/ou à une faible disponibilité du parc nucléaire – pourrait constituer un facteur de risque croissant pour le système électrique français.

Encadré 5.2

PÉRIODE ANTICYCLONIQUE : UNE CONFIGURATION STRESSANTE POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE, MAIS QUI N'EST SUSCEPTIBLE D'ENTRAÎNER DE RISQUE DE DÉFAILLANCE MAJEUR EN FRANCE QU'EN CAS DE COMBINAISON AVEC D'AUTRES ALÉAS DÉFAVORABLES.

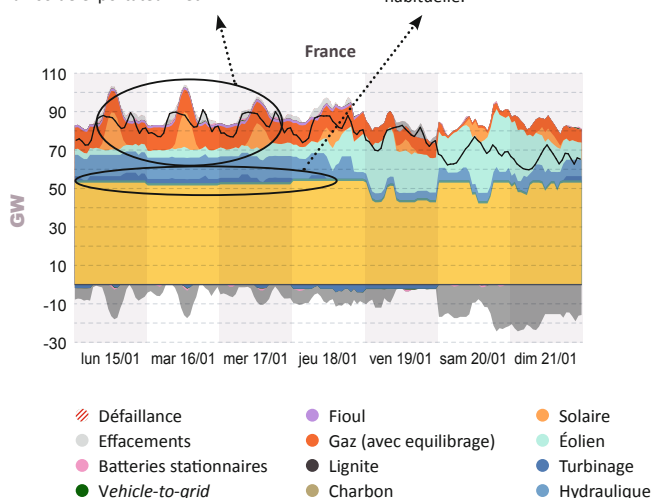
Depuis plusieurs années, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique (en France mais aussi surtout en Europe) soulève des interrogations sur l'impact de leur intermittence sur la sécurité d'approvisionnement. Sensible aux aléas météorologiques, la production renouvelable est caractérisée par une forte volatilité et peut dans certains cas faire apparaître des situations d'absence de production solaire et éolienne pendant plusieurs jours consécutifs. Ces épisodes sont d'autant plus sensibles pour le système électrique que la part des énergies renouvelables dans le mix électrique est importante, car ils nécessitent alors la disponibilité de moyens de production et de flexibilités supplémentaires.

En particulier, les épisodes caractérisés par une quasi-absence prolongée de production éolienne et solaire (aussi appelés *Dunkelflaute*), concomitante à une demande d'électricité accrue en fin d'automne ou en hiver, font l'objet d'une attention particulière ces dernières années. Plusieurs occurrences de ce type d'événements ont par exemple eu lieu ces dernières années en Allemagne, pays dont le mix électrique est d'ores et déjà particulièrement sensible à ce type d'aléa : par exemple lors de la période du 11 au 13 décembre 2024, pendant laquelle le pays a connu un minimum journalier de production éolienne et solaire depuis 2021. Les épisodes de durée plus longue sont plus rares

Figure 5.21 Anticyclone en France et en Europe avec une température modérée en France

En France, pour une période anticyclonique (facteur de charge inférieur à 15 % sur plusieurs jours) non associée à une vague de froid (consommation inférieure au 95^e quantile), aucune défaillance n'est observée et l'on constate même, sur certaines heures, un solde exportateur net.

L'absence de défaillance est favorisée par une disponibilité normale du parc nucléaire, conforme à sa moyenne habituelle.



En Allemagne, des épisodes de défaillance apparaissent lors des pics de consommation, avec un facteur de charge éolien inférieur à 10 % sur les trois premiers jours de la semaine. Cette défaillance ne se propage pas en France si la consommation et la disponibilité nucléaire restent dans les normales.

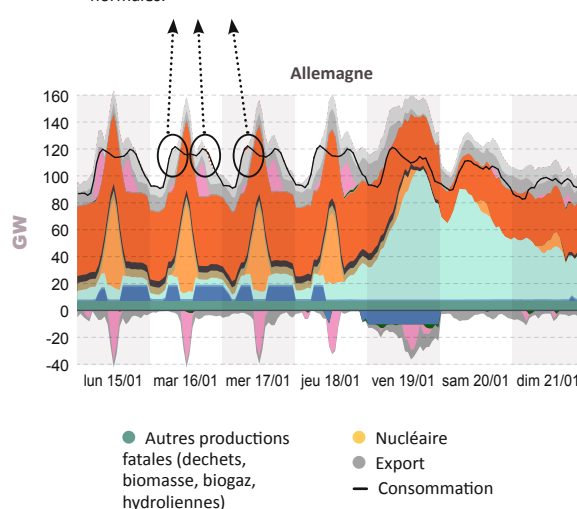
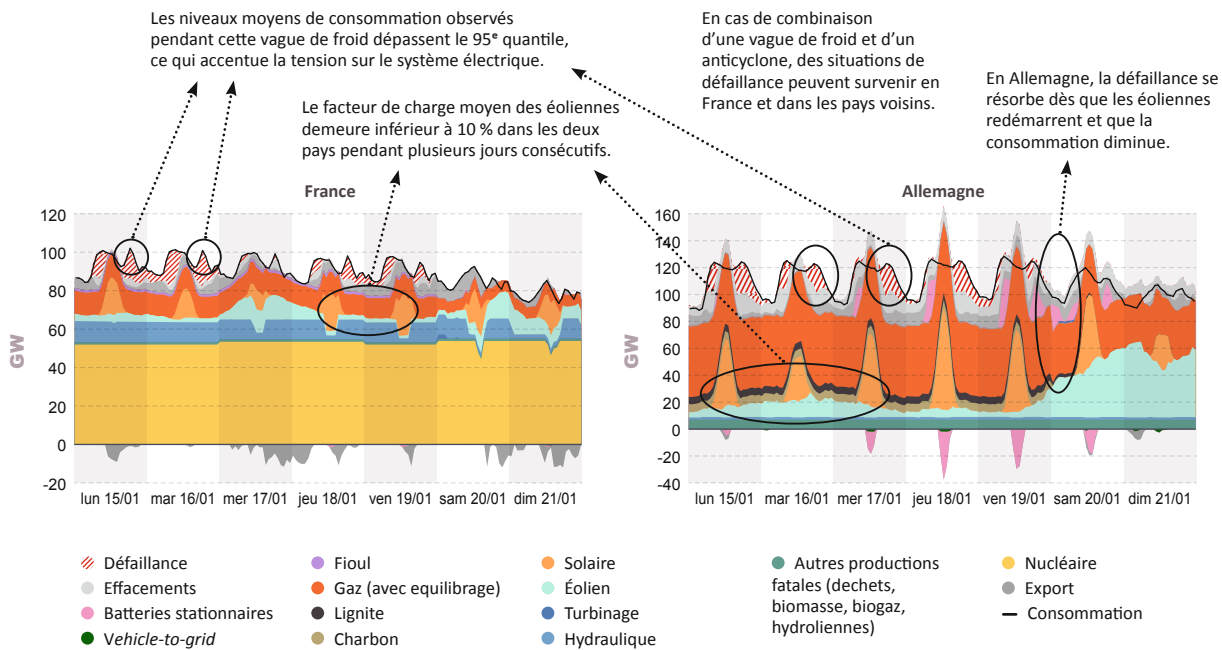


Figure 5.22 Vague de froid anticyclonique en France et en Europe

mais sont néanmoins observés certaines années : depuis 2016, il y a eu 6 épisodes de trois jours et seulement 1 épisode de quatre jours, en 2022.

Les bases climatiques utilisées par RTE pour décrire la variabilité météorologique dans les analyses prospectives incluent ce type de configurations de faible vent et ensoleillement, permettant d'objectiver la fréquence de ces phénomènes et leur impact sur le système électrique et d'en tirer les conséquences sur le dimensionnement du système électrique. Ainsi, les analyses probabilistes utilisées pour le dimensionnement du parc de production et du réseau tiennent bien compte de l'occurrence d'événements extrêmes en termes d'aléas météorologiques (vague de froid, canicule, vent faible, etc.).

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, RTE restitue par ailleurs depuis plusieurs années des analyses spécifiques de type « stress test » afin d'évaluer et d'illustrer le risque associé à des aléas particuliers voire à la conjonction de plusieurs facteurs défavorables.

D'après ces analyses, une période anticyclonique en Allemagne et en France ne présente pas de risque important pour la sécurité d'approvisionnement du système électrique français, même dans le cas d'un risque avéré en Allemagne.

En revanche, une vague de froid associée à une période sans vent pourrait présenter un risque important pour le système électrique français, nécessitant une disponibilité accrue des moyens de production flexibles (des parcs nucléaire, thermique et hydraulique).

Plus généralement, quelles que soient les trajectoires d'évolution de la consommation, la concomitance de plusieurs aléas défavorables (par exemple, consommation haute, faible disponibilité nucléaire, période sans vent) peut présenter un risque accru pour le système électrique français. Les études d'adéquation menées par RTE intègrent ainsi ce type d'événements stressants dans l'évaluation de la probabilité de défaillance, afin de s'assurer du bon dimensionnement des capacités de production au regard du critère de sécurité d'approvisionnement.

5.3.5 Face à des épisodes de tension potentiellement longs, la contribution à la sécurité d’approvisionnement des moyens à stock de durée limitée tendra à se réduire au fur et à mesure de leur déploiement en France et Europe

Les moyens à stock de courte durée – de l’ordre de quelques heures, voire quelques dizaines d’heures (batteries, certaines STEP) – jouent un rôle clé dans l’optimisation du fonctionnement du système électrique et contribuent en particulier à la sécurité d’approvisionnement du système électrique, via leur disponibilité lors des périodes de tension du système électrique. Ils peuvent fournir divers services au système électrique, via leur participation aux mécanismes de réserves, en particulier aux services de réglage de fréquence, mais aussi via leur contribution à l’équilibre entre l’offre et la demande et à la gestion des congestions du réseau.

Néanmoins, la contribution de ces moyens à stock à la sécurité d’approvisionnement en France n’est pas équivalente à celle d’un moyen conventionnel « parfait ». Par exemple, un mégawatt de stockage de type batteries ne contribue pas à hauteur d’un

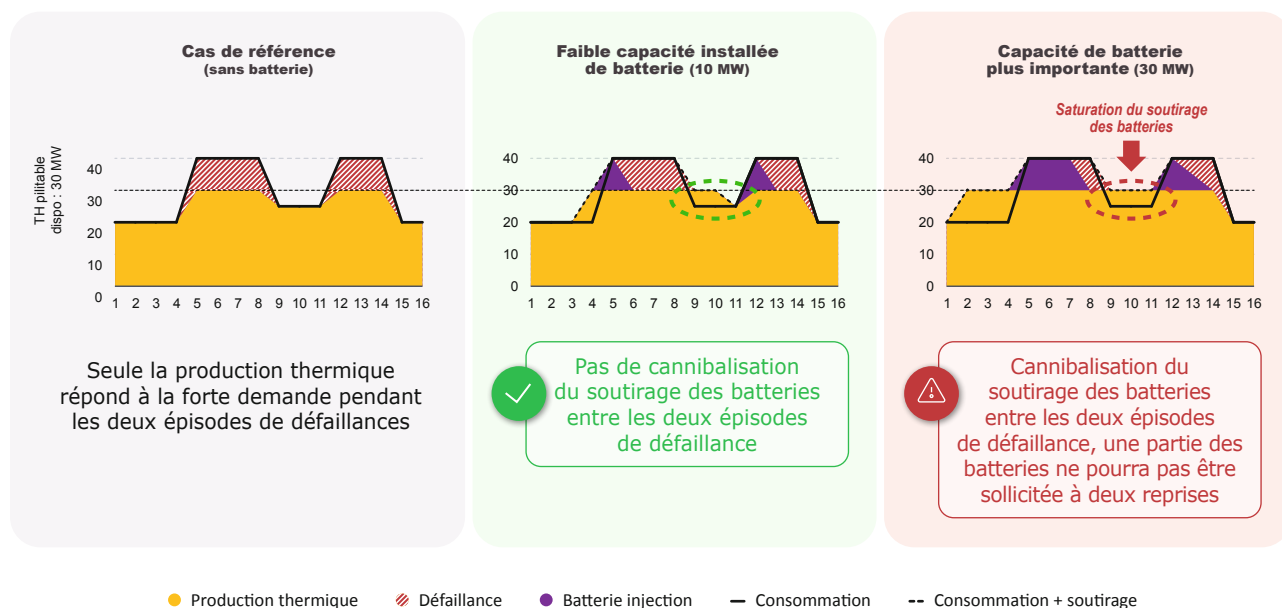
mégawatt au besoin de capacité. Ceci se traduit notamment dans les mécanismes de capacité, en France et en Europe, par différents coefficients ou *derating factors*, qui reflètent ces limites quant à la contribution des différents moyens.

D’une part, la limite sur la durée de stock ne permet pas à un tel moyen de couvrir un besoin qui se présenterait sur de nombreuses heures consécutives, voire plusieurs jours consécutifs, comme c’est le cas de certaines vagues de froid sans vent. L’augmentation de la durée des épisodes de défaillance conduit donc à modérer la contribution des moyens à stock de durée limitée à la sécurité d’approvisionnement.

D’autre part, même si les batteries peuvent théoriquement se recharger entre deux périodes de tension (par exemple, recharge en milieu d’une journée hivernale froide au moment du pic

Figure 5.23

Illustration schématique du phénomène de cannibalisation de la recharge des moyens à stock entre deux épisodes de défaillance



photovoltaïque, entre les pointes du matin et du soir), une concurrence sur l'accès aux volumes d'électricité permettant la recharge des moyens de stockage peut apparaître et s'accroître au fur et à mesure que des moyens à stock de durée limitée (notamment les batteries) se déploient sur le système électrique, non seulement en France mais plus largement en Europe. Autrement dit, un phénomène de « cannibalisation » de leur recharge entre plusieurs épisodes de défaillance s'instaure.

Ce phénomène de dépendance à la capacité de recharge disponible réduit leur contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Au final, même si les moyens de stockage de courte durée restent efficaces pour atténuer certains épisodes de défaillance courts, leur contribution effective à la sécurité d'approvisionnement diminuera au fur et à mesure de leur déploiement en France et en Europe.

5.3.6 Différents bouquets pourraient permettre de couvrir le besoin de capacité additionnelle pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement

Le besoin de capacités additionnelles identifié dans un certain nombre de configurations (typiquement le scénario « Décarbonation rapide – R3 ») peut être couvert par différentes combinaisons ou « bouquets » de solutions de flexibilité. Dans le Bilan prévisionnel, RTE construit et compare plusieurs bouquets de flexibilité en combinant différentes parts de développement des centrales thermiques, centrales hydrauliques, moyens de stockage ou encore de la flexibilité de la demande.

L'analyse montre en particulier qu'à moyen terme, la couverture du risque de défaillance au niveau du critère réglementaire, dans un paysage comportant des épisodes de défaillance plus longs, nécessite de disposer d'un socle de moyens qui ne sont pas limités par des contraintes de stock à l'échelle de quelques heures à quelques jours. En d'autres termes, le besoin de capacité ne peut être couvert uniquement par des batteries ou de la flexibilité de la demande.

Figure 5.24 Besoin de capacités additionnelles pour les différents bouquets de batteries

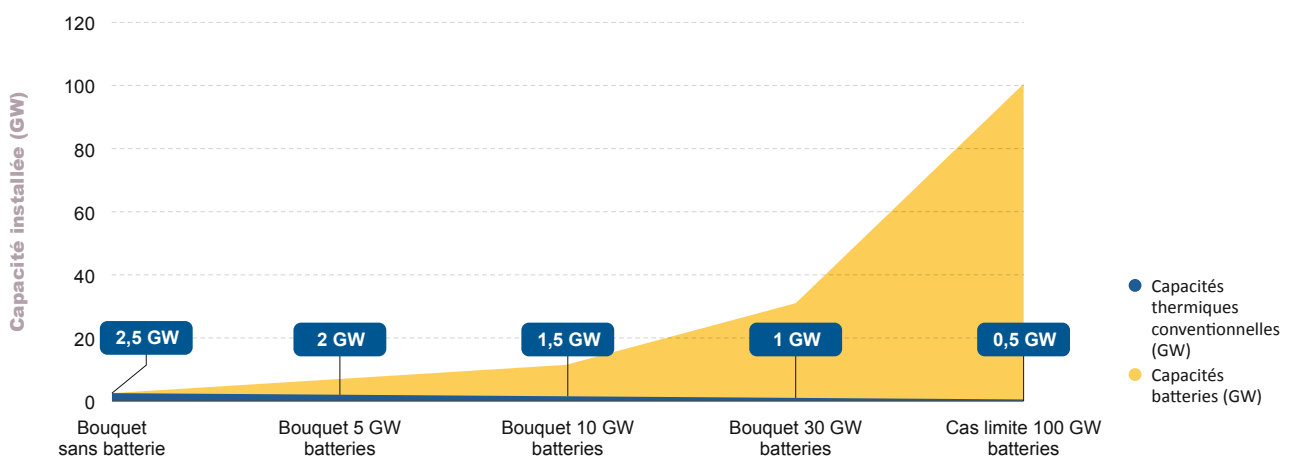


Figure 5.25 Bouquets de flexibilités permettant le respect du critère de sécurité d’approvisionnement à l’horizon 2030 dans la configuration «Décarbonation rapide – R3»

		Nucléaire	Flexibilité de consommation	Batteries	Thermique
Socle considéré en base dans tous les scénarios		360 à 370 TWh/an Disponibilité hivernale ~ 51,5 GW		~3 GW installés (socle pour les services système)	12,5 GW installés (après fermeture des centrales charbon et de certaines TAC fioul)
Différentes combinaisons possibles	Bouquet Thermique +		Configuration médiane ~6,5 GW d'effacement et modulations de consommation 70% recharges VE pilotées 70% d'électrolyseurs effaçables	+0 GW (pas de besoin)	+2,5 GW
	Bouquet Batterie 1			+5 GW	+2 GW
	Bouquet Batterie 2			+10 GW	+1,5 GW
	Bouquet Batterie 3			+30 GW	+1 GW
	Nucléaire haut	~ 380 TWh/an Disponibilité hivernale ~ 55 GW		+0 GW (pas de besoin)	+0 GW (pas de besoin)
	Bouquet Flexibilité +		Configuration haute ~10,5 GW d'effacement et modulations de consommation 80% recharges VE pilotées 90% d'électrolyseurs effaçables	+0 GW	+1,5 GW

Le socle de nouveaux moyens sans contrainte de stock «courte» peut être constitué de capacité nucléaire (amélioration de la disponibilité, augmentations de puissance...), de capacité hydraulique ou encore de capacité thermique (centrales

thermiques converties au combustible décarboné³⁹ ou de nouveaux actifs thermiques décarbonés). Selon les retours recueillis dans le cadre de la consultation publique, le développement de nouvelles capacités thermiques au-delà de 1,5 GW

³⁹. EDF a annoncé en septembre 2024 qu'il renonçait à la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais ; en revanche Gazel Energie, exploitant de la centrale d'Émile Huchet à Saint-Avoild poursuit sa réflexion sur les projets de conversion.

semble difficilement envisageable dès l'année 2030 au vu des délais de développement nécessaires. Ce développement pourrait en revanche se concrétiser les années suivantes si des opportunités se confirment.

À titre d'illustration, même dans un « cas limite » considérant l'installation de 100 GW de batteries de 4h, un minimum de 500 MW de capacité thermique conventionnelle reste nécessaire pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

Les différents bouquets permettant d'assurer le respect du critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement sont détaillés sur la figure 5.26. Cependant, étant donné la nature du paysage de défaillance à moyen terme, des particularités associées à chaque bouquet auront un impact sur le fonctionnement du système lors des épisodes de tension.

Sur la base de la comparaison des indicateurs de sécurité d'approvisionnement, le bouquet *Flexibilité de la demande +*, décrivant une trajectoire plus ambitieuse de développement de la flexibilité de

Figure 5.26 Caractérisation croisée de la défaillance pour les différentes trajectoires de consommation et bouquets d'équilibre associés au rythme R3 à l'horizon 2030⁴⁰

		Heures de défaillance	Volume d'énergie non distribuée	Probabilité de défaillance (% des scénarios avec au moins 1 h de défaillance dans l'année)	Heures de l'année durant lesquelles les imports sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement	
Décarbonation rapide/R3- 2030	Court-terme	0-0,5h	0-1 GWh	0-4%	20-30 h	
	Thermique	3 h	5-6 GWh	7-9%	80-95 h	
	Batterie 1			5-7%		
	Batterie 2					
	Batterie 3		4-5 GWh	7-9%	70-80 h	
	Nucléaire haut				80-95 h	
	Flexibilité de la demande +		5-6 GWh			
Décarbonation lente/R3- 2030	Sans capacités additionnelles		4-5 GWh		70-80 h	

40. L'estimation du risque de défaillance repose sur une approche adaptée pour tenir compte du fonctionnement du système électrique comportant des flexibilités et des moyens de stockage

la demande, permettrait de réduire le besoin de capacités thermiques additionnelles (notamment en s'appuyant sur une forte flexibilité des électrolyseurs pour la maîtrise de la pointe et plus généralement sur des effacements de consommation portant sur des durées suffisamment longues), tout en présentant des caractéristiques proches du bouquet *Thermique*.

Le bouquet *Nucléaire haut*, correspondant à une disponibilité du parc nucléaire plus élevée que le niveau médian, permet de diminuer la profondeur moyenne de la défaillance en réduisant des moments courts de déficit de puissance mais également des moments longs de déficit d'énergie. En accentuant la dépendance à une filière, il fait

croître cependant la probabilité de défaillance par rapport à un bouquet composé d'un mix de capacités thermiques et de batteries.

Pour tenir compte des incertitudes sur le rythme de développement et le modèle d'affaires des batteries à moyen et long terme, plusieurs bouquets d'équilibrage comportant des batteries ont été étudiés (*Batteries 1, 2 et 3*). Comme les batteries permettent de résoudre de manière efficace des épisodes courts de défaillance, la probabilité de défaillance des bouquets contenant des batteries diminue. Cependant, leur capacité à résoudre des épisodes longs et profonds, plus caractéristiques du paysage de défaillance à moyen terme, est limitée.

5.3.7 Les perspectives pour la sécurité d'approvisionnement hivernale confirment la pertinence de prolonger un mécanisme de capacité en France

Selon le cadre réglementaire en vigueur au niveau européen (*règlement Électricité n°2019/943*, décliné dans la *Méthodologie pour l'étude d'adéquation des ressources européennes* établie par l'ACER en 2020), une étude nationale d'adéquation des ressources visant à justifier la mise en place d'un mécanisme de capacité doit inclure une étude de viabilité économique (EVA) des capacités existantes et nouvelles qui seraient nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Cette étude a pour objectifs, d'une part, d'identifier les capacités nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement, tout en minimisant le coût du système électrique et, d'autre part, de vérifier la viabilité économique de ces capacités sur la base des revenus de marché, en évaluant leur manque à gagner éventuel qu'il faudrait couvrir pour assurer leur maintien en fonctionnement et leur disponibilité pour le passage des pointes de consommation.

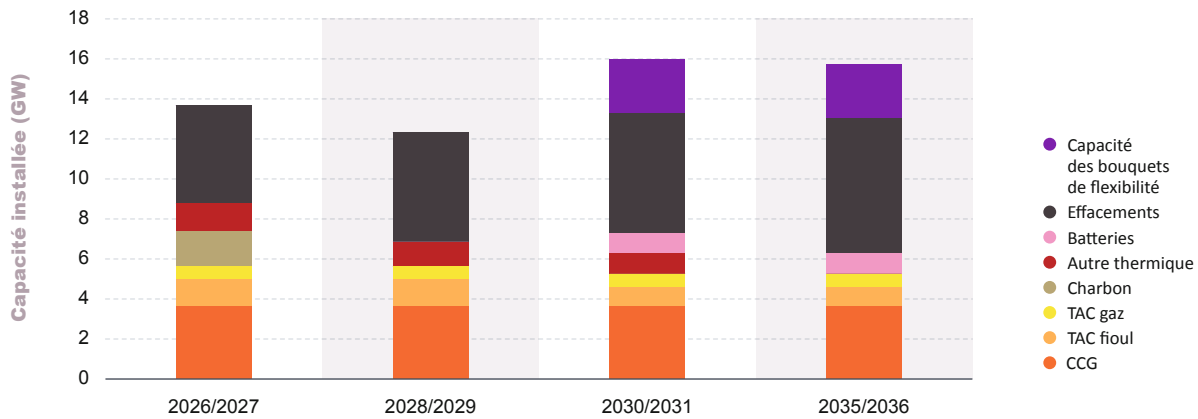
En conformité avec la méthodologie établie par l'ACER, RTE a mis en place depuis le Bilan prévisionnel 2021 un protocole itératif de comparaison des coûts et des revenus des actifs permettant d'identifier les capacités à risque en l'absence d'un mécanisme de capacité. Cette analyse repose sur une modélisation des revenus – nets des coûts des combustibles et des quotas d'émissions de

CO₂ – issus des marchés de gros et de la fourniture de réserves. Sur la base des revenus calculés par le modèle, les décisions d'investissement ou de désinvestissement sont simulées en intégrant une aversion au risque des opérateurs concernant leur anticipation des revenus (notamment s'agissant des revenus exceptionnels). Le retrait des capacités non viables accroît la tension sur le système et entraîne mécaniquement une hausse des prix. Ce phénomène est répété de façon itérative jusqu'à ce que l'ensemble des capacités restantes soient identifiées comme viables. Les indicateurs associés à la sécurité d'approvisionnement sont alors évalués pour le parc résultant (post-EVA). Le protocole complet de l'approche EVA a été détaillé dans la section 6 du chapitre 9 du Bilan prévisionnel 2023.

Pour cette nouvelle édition du Bilan prévisionnel, l'analyse initiale des revenus du parc de production, en particulier thermique, permet de mettre en exergue de faibles revenus des acteurs à court terme, et une grande partie de revenus considérés comme incertains pour les acteurs à moyen terme.

À court terme, ces faibles revenus – liés à la surcapacité du système – ne permettent pas aux capacités de pointe (turbines à combustion, effacements, voire une partie des cycles combinés gaz) de couvrir leurs coûts, malgré leur rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement à l'horizon

Figure 5.27 Capacités à risque faisant objet de désinvestissement en France dans l'étude de viabilité économique dans la configuration «Décarbonation rapide – R3»



2030-2031. La matérialisation de revenus exceptionnels permettant couvrir ces coûts est jugée trop incertaine par les opérateurs pour être prise en compte dans leur décisions d'investissement ou de fermeture.

Dans le Bilan prévisionnel 2025, ces estimations des revenus et leur volatilité conduisent à l'identification de plus de 12 GW de capacités à risque de désinvestissement en France dans la configuration «Décarbonation rapide – R3», sur l'ensemble de l'horizon de l'étude. **Ainsi, en l'absence de mécanisme de capacité, l'étude identifie un risque pour la sécurité d'approvisionnement, dès la période de livraison 2026-2027 et jusqu'à 2035-2036, avec des durées de défaillance dépassant largement la durée prescrite par le critère de sécurité d'approvisionnement.**

Par ailleurs, les capacités identifiées dans les bouquets de flexibilités nécessaires pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement à moyen terme dépendent elles aussi du mécanisme de capacité pour émerger et contribuer à résorber le déficit de capacité identifié. En l'absence de ce mécanisme, il est peu probable qu'elles se

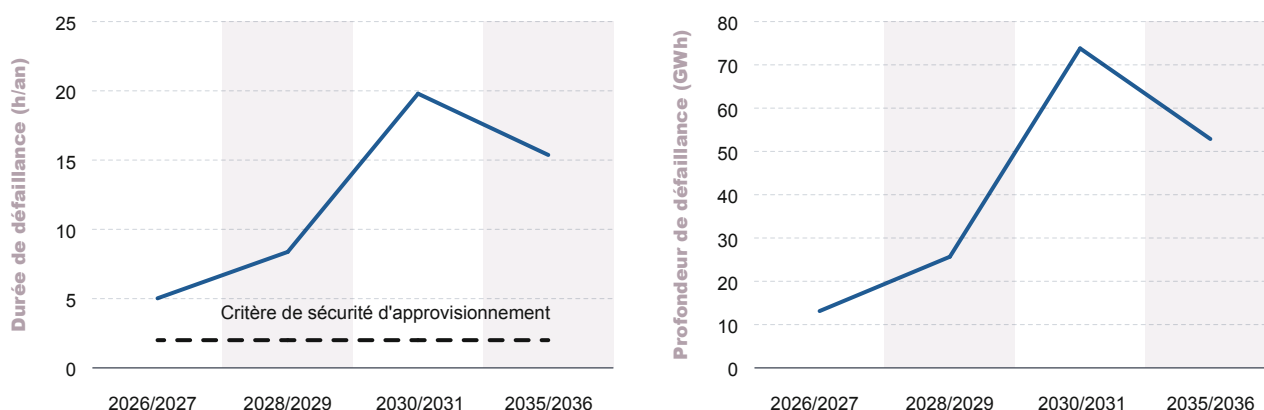
développe et le niveau de défaillance du système à cet horizon dépasserait largement le critère de sécurité d'approvisionnement.

Ces conclusions sont confirmées par l'étude d'adéquation européenne – l'ERAA 2024 – réalisée par ENTSO-E, à l'exception de celles relatives l'horizon 2030. RTE a instruit les divergences entre les deux études qui expliquent les différences de conclusions dans un rapport de divergence *National Resource Adequacy Assessment 2025 (NRAA 2025)*⁴¹ soumis par l'administration au régulateur européen (ACER). Ces différences sont majoritairement liées à une modélisation plus large des incertitudes météorologiques et de disponibilité du nucléaire, à une approche différente de la sécurité d'approvisionnement des pays européens dans l'étude de viabilité économique, ainsi qu'à une modélisation de l'aversion au risque plus stricte dans cette même étude.

L'opinion de l'ACER du 15 décembre 2025 confirme que les divergences méthodologiques identifiées entre les deux études n'ont pas d'impact significatif sur l'identification du risque et ne remettent pas en cause l'existence d'un enjeu de sécurité

⁴¹. French National Resource Adequacy Assessment, RTE (2025) : [NRAA 2025](#)

Figure 5.28 Indicateurs de sécurité d’approvisionnement après la prise en compte de viabilité économique dans la configuration « Décarbonation rapide – R3 »



d’approvisionnement en France sur l’intégralité de l’horizon d’étude. Elle souligne également un certain nombre de bonnes pratiques du Bilan prévisionnel 2025, en particulier concernant l’ajustement des hypothèses européennes pour assurer une vision plus réaliste des évolutions du système électrique européen.

Les conclusions du Bilan prévisionnel 2025 sur le risque de sécurité d’approvisionnement en France à l’horizon 2030-2031 ont depuis été confirmées par les résultats de l’étude ERAA 2025, publiée au printemps 2025 et qui intègre des évolutions méthodologiques permettant notamment une meilleure modélisation des aléas et du risque pour les investisseurs.

Enfin, sur la base des hypothèses du Bilan prévisionnel 2025, RTE a mis en œuvre les méthodologies établies dans le rapport « Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026/2027 »⁴². Les résultats de paramétrage sont restitués dans le rapport de paramétrage de la période de livraison 2026/2027. Sur cette base d’analyses, la CRE a par la suite validé les éléments méthodologiques élaborés par RTE et a proposé des paramètres, notamment de demande, pour la première période de livraison 2026/2027, dans ses délibérations n°2026-42 et n°2026-43 du 10 février 2026. Ces éléments ont par la suite été approuvés par les arrêtés du 18 mars 2026.

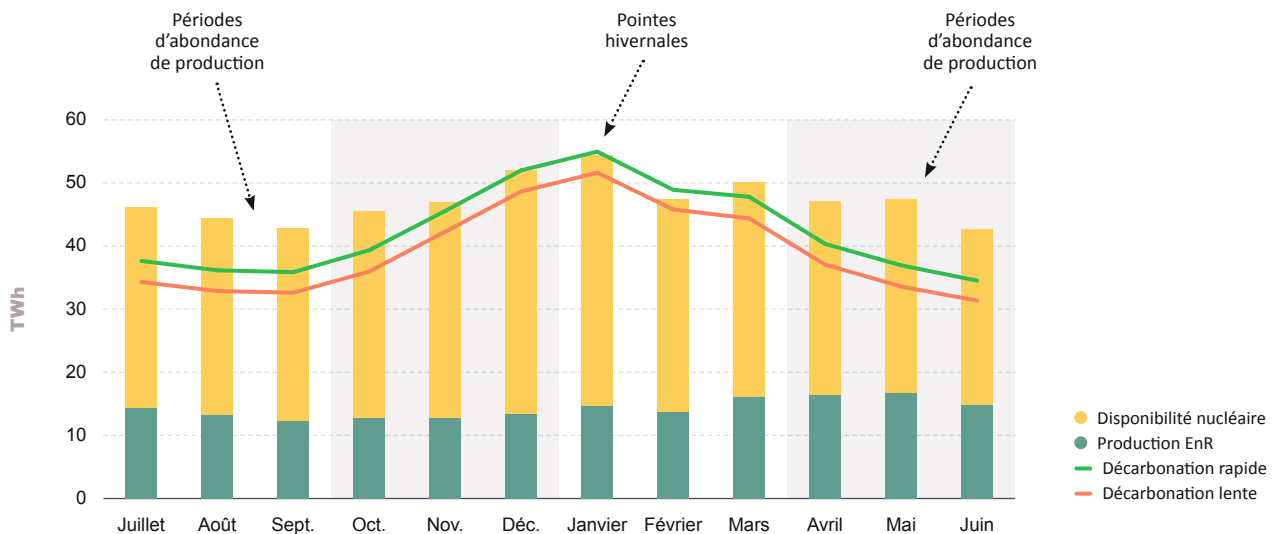
⁴². [Mécanisme de capacité - Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme à partir de la période de livraison 2026/2027](#)

5.4 À l'horizon 2030-2035, les épisodes d'abondance de production bas-carbone pourraient se multiplier et présenter de nouveaux défis pour le système, en particulier dans la trajectoire de décarbonation lente

Dans les dix prochaines années, le niveau d'abondance de production par rapport à la consommation pourra varier de manière significative selon le rythme d'évolution de la consommation et selon le choix de déploiement des capacités de production renouvelables. Ainsi, dans la trajectoire de décarbonation rapide correspondant à l'atteinte des objectifs publics, l'augmentation de la consommation (+50 TWh entre 2026 et 2030) et de la

production (+35 TWh dans R3) pourraient suivre des tendances similaires. En revanche, en cas de décarbonation lente, voire de stagnation de la consommation électrique, l'écart entre le producible bas-carbone et le niveau de consommation serait amené à croître, conduisant à intensifier les défis associés à la gestion des épisodes d'abondance de production.

Figure 5.29 Volumes de consommation et de production bas-carbone associés au rythme R3 de développement des capacités renouvelables en 2030-2031



5.4.1 Des changements structurels dans la gestion de l'équilibre offre-demande doivent être anticipés dans les prochaines années et prendront une ampleur différente selon les configurations d'évolution de la consommation et de la production

L'amplitude journalière de variation de la consommation résiduelle continue de croître sous l'effet du développement du solaire photovoltaïque

Dans un système marqué par une production renouvelable croissante, sans incitation explicite au développement des flexibilités de la demande, les moments d'abondance de production interviennent dans des moments spécifiques (heures méridiennes au printemps et à l'été) qui ne coïncident pas naturellement avec les pointes de consommation journalières. Cela se traduit par une évolution progressive du profil de la consommation résiduelle durant les heures de production solaire (Figure 5.30).

Le développement de la flexibilité des usages, afin d'ajuster les moments de forte consommation aux

heures de production renouvelable, représente par conséquent un des leviers à disposition pour l'optimisation du système long et pour la gestion de l'équilibre offre-demande en situation de surplus de production.

Dans les différentes trajectoires de consommation étudiées, où les effets de retard d'électrification se reflètent surtout sur les secteurs non thermosensibles (industrie, centres de données, électrolyse), les profils de consommation résiduelle apparaissent très similaires en termes d'amplitudes de variation journalière (à trajectoire de développement des renouvelables identique). En revanche, plus le rythme d'électrification sera lent et plus la consommation résiduelle atteindra des niveaux bas en milieu de journée.

Figure 5.30 Profil journalier moyen de consommation résiduelle non flexible pour différents horizons dans la configuration «Décarbonation rapide – R3»

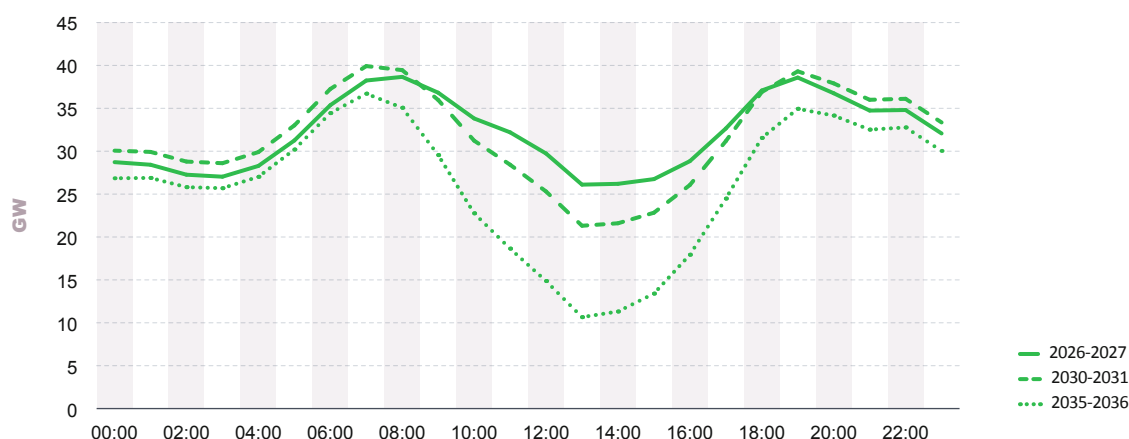
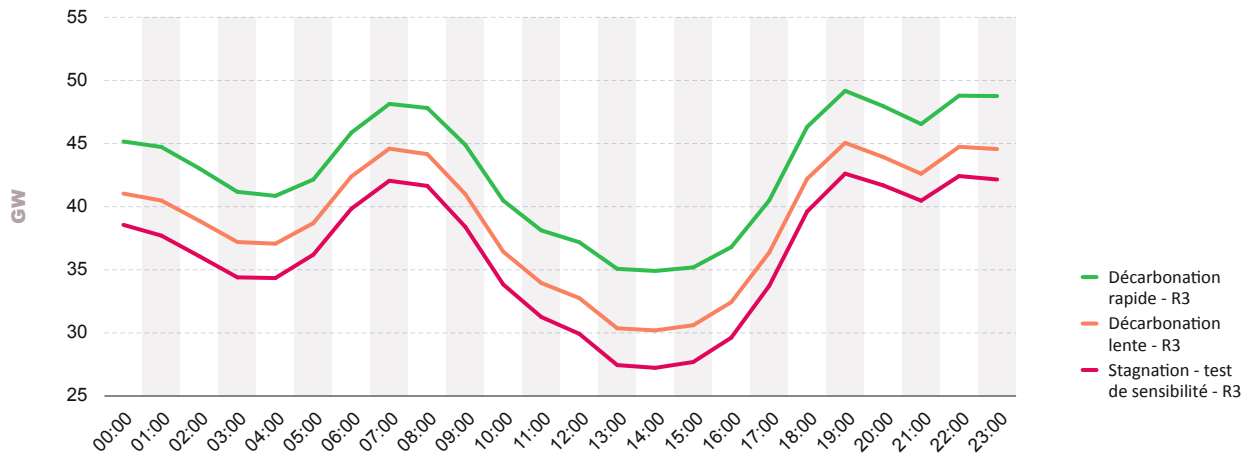


Figure 5.31 Évolution du profil journalier de consommation résiduelle flexible dans les différentes trajectoires de décarbonation associées au rythme R3 en 2030



La poursuite du développement de la production bas-carbone en Europe réduit les débouchés historiques de la production française dès l'horizon 2030

Les interconnexions permettent à la France d'exporter ses surplus de production bas-carbone, contribuant de ce fait à la décarbonation du système électrique européen.

À l'horizon 2030, l'évolution du système électrique européen, caractérisée notamment par des rythmes plus ou moins marqués de développement des énergies renouvelables et d'évolution de la consommation et la mise en service des interconnexions en cours de construction, constitue un facteur dimensionnant pour les débouchés à l'export de la production française. En effet, sur le périmètre de modélisation du Bilan prévisionnel, la configuration d'atteinte des objectifs climatiques dans les pays européens représentée dans la trajectoire *Fit for 55* se traduit entre 2026 et 2030 par une augmentation de la consommation européenne d'environ 590 TWh, associée à l'installation d'environ 800 TWh de productible éolien et solaire supplémentaire. Dans la configuration *Prudente* décrivant un retard dans l'atteinte des objectifs dans d'autres pays européens, l'augmentation de la consommation porterait sur près de 200 TWh, et serait associée au développement tendanciel,

également plus limité, de la production renouvelable, avec environ 480 TWh de productible éolien et solaire supplémentaire sur la même période.

Dans les deux configurations, les surplus de production bas-carbone française trouvent de moins en moins de débouchés à l'export à moyen terme du fait de l'augmentation concomitante du productible renouvelable en France et en Europe, avec des ambitions dépassant la hausse anticipée de la consommation. Le manque de débouchés tend en particulier à s'accroître lors des périodes méridiennes du printemps à l'automne en lien avec le développement de la production photovoltaïque. Le solde exportateur moyen de la France serait par conséquent amené à se stabiliser voire à baisser légèrement par rapport aux projections de court terme (cf. partie 5.2), mais demeurerait à des niveaux proches de l'historique des dernières années.

Dans la trajectoire de décarbonation lente en particulier, le solde exportateur moyen devrait rester proche des 80 TWh sur la période 2030-2035. Ce niveau moyen apparaît comme relativement stable pour les deux trajectoires de consommation française (l'écart de consommation en France de l'ordre de 40 TWh entre les deux trajectoires de décarbonation impliquerait une augmentation du solde exportateur de seulement 10 TWh).

Figure 5.32 Évolution du solde annuel moyen des échanges dans les différentes trajectoires de décarbonation associées au rythme R3

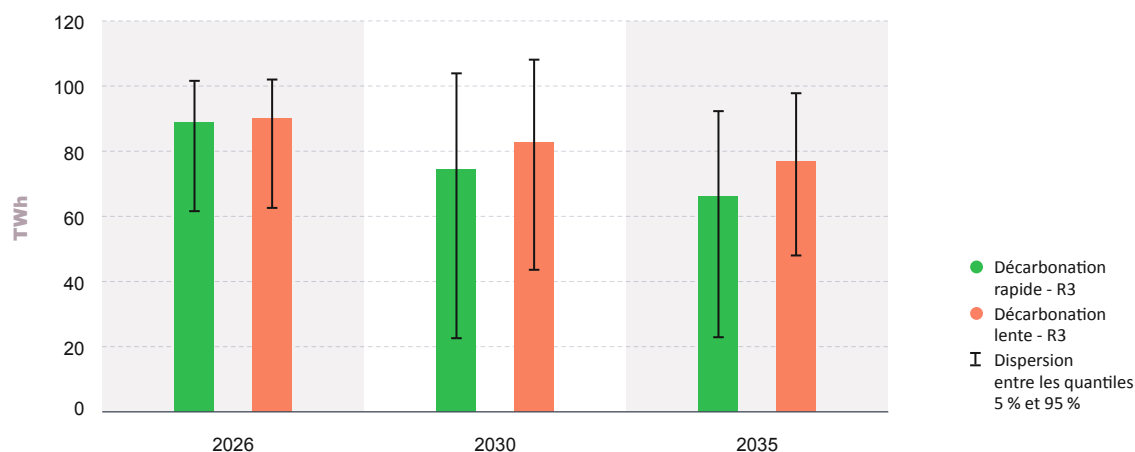
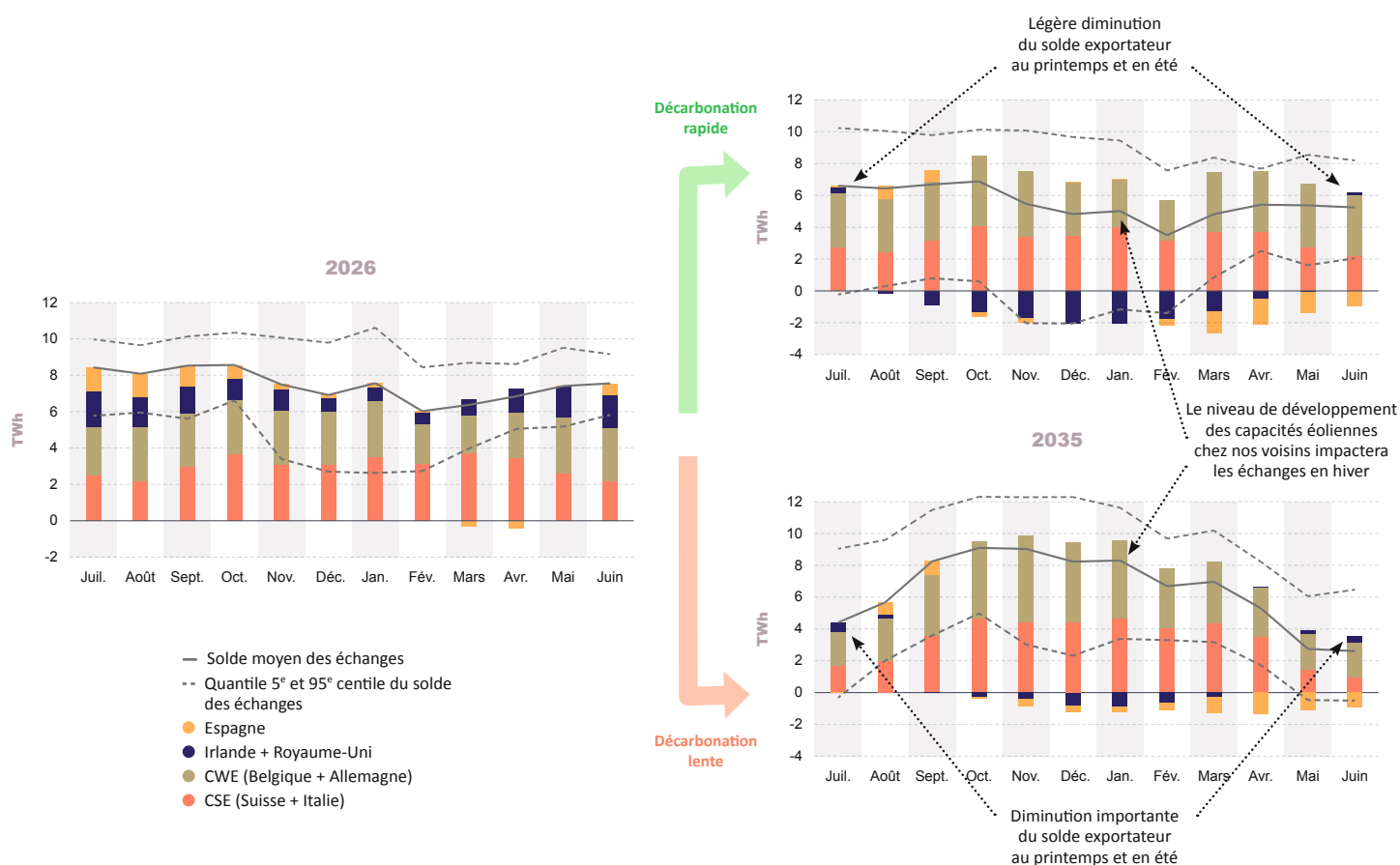


Figure 5.33 Évolution du solde mensuel des échanges entre 2026-2027 et 2035-2036 dans les différentes trajectoires de décarbonation – R3



Il varie en revanche fortement selon la disponibilité des moyens et les conditions météorologiques : le solde exportateur pourrait ainsi atteindre près de 110 TWh dans les configurations associant une bonne disponibilité du parc nucléaire (variante

haute) et des aléas météorologiques favorables. Il apparaît donc peu probable que le solde d'exportations français réalisés dans de bonnes conditions économiques, excède cette valeur à l'avenir.

5.4.2 Dans le cadre de décarbonation lente, le manque de débouchés de la production bas carbone se traduira par la hausse de modulation des installations renouvelables et du parc nucléaire

Si le niveau de modulation de la production bas-carbone reste maîtrisé dans la trajectoire de décarbonation rapide, il augmente rapidement dans la trajectoire de décarbonation lente

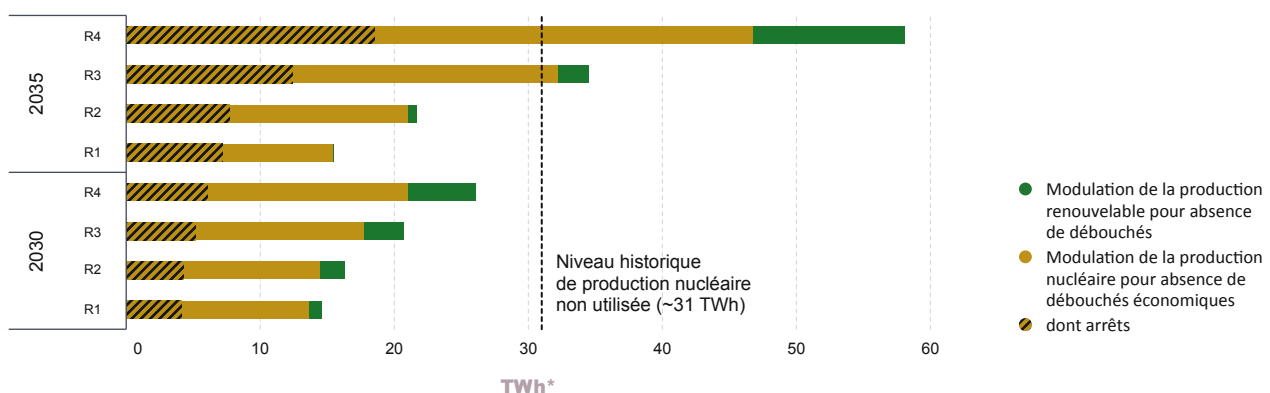
Si à court terme, les volumes de modulation pour absence de débouchés économiques du parc nucléaire et les volumes de modulation de la production renouvelable devraient augmenter (cf. partie 5.2), à l'horizon 2030-2035, les projections sont fortement dépendantes de l'évolution conjointe de la consommation, du mix européen et de la production renouvelable en France.

Trajectoire de décarbonation rapide en France et en Europe

Dans la trajectoire de décarbonation rapide, les volumes de modulation pour absence de débouchés économiques du parc nucléaire se stabilisent autour de 10 à 20 TWh à l'horizon 2030, selon le rythme de développement des énergies renouvelables. Le volume total de production nucléaire non utilisée resterait alors proche de celui des vingt dernières années, si l'exploitant parvient à mutualiser les modulations pour manque de débouchés avec la gestion de son cycle combustible.

À l'horizon 2035, la modulation pour absence de débouchés économiques du parc nucléaire

Figure 5.34 Projection des volumes de modulation du parc nucléaire et du parc renouvelable pour absence de débouchés économiques dans la trajectoire de décarbonation rapide



* Les valeurs absolues de modulation de la production nucléaire et renouvelable dépendent fortement des hypothèses de production et de consommation dans les pays voisins et peuvent varier de plusieurs dizaines de TWh. Les éléments présentés permettent donc de raisonner « toutes choses étant égales par ailleurs ».

serait amenée à augmenter. Elle resterait limitée à 15 ou 20 TWh dans les configurations R1 et R2, mais pourrait atteindre jusqu'à 45 TWh dans R4, en conséquence du développement plus rapide de la production renouvelable, impliquant aussi une éventuelle baisse de production annuelle par rapport aux cibles prévisionnelles de 360-370 TWh.

Dans la plupart de ces configurations, la modulation de la production renouvelable pour absence des débouchés reste en moyenne contenue en dessous des 5 TWh.

Trajectoire de décarbonation lente en France et en Europe

Dans la trajectoire de décarbonation lente, les volumes de modulation de la production bas-carbone augmentent significativement pour s'adapter aux niveaux de consommation structurellement bas et à l'absence de débouchés à l'export.

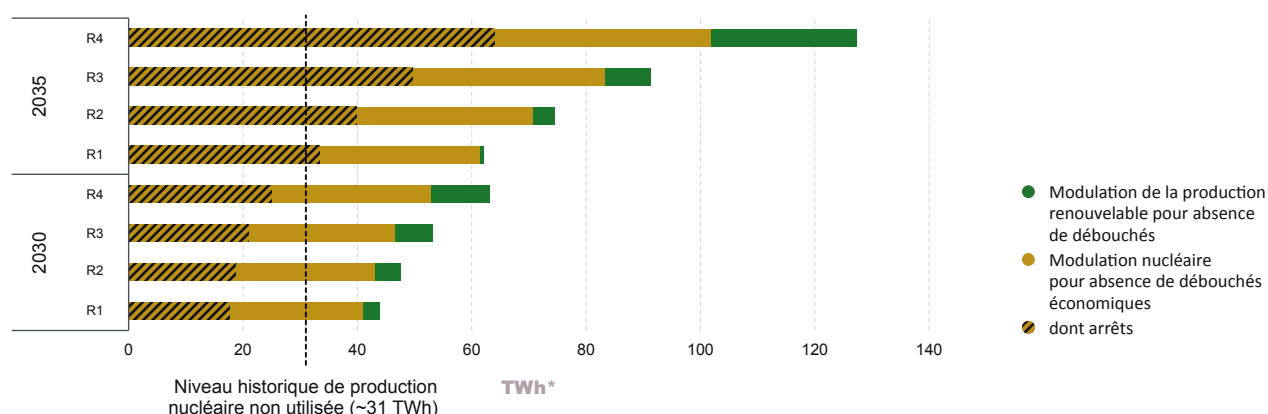
Les volumes de modulation nucléaire pour absence de débouchés économiques atteignent alors des niveaux entre 40 et 55 TWh en 2030, puis entre

60 et 100 TWh à l'horizon 2035, selon les rythmes étudiés R1 à R4. Ces niveaux dépassent largement les volumes de production non utilisée historiquement du parc nucléaire. Même en supposant une optimisation permettant de mutualiser parfaitement les différentes causes de modulation, une utilisation extensive de la flexibilité du nucléaire conduit dans ces configurations à une production annuelle inférieure à 360 TWh.

La trajectoire de décarbonation lente se traduit aussi par une augmentation de la modulation des énergies renouvelables. Dans les mix associés à R3 et R4, celle-ci dépasserait dès 2030 les 5 TWh, et pourrait atteindre près de 20 TWh à 2035 dans le contexte de retard d'électrification associé à R4.

Au-delà de l'impact sur le volume de production, la nature de la modulation évoluerait de manière significative dans ce type de configuration. Elle se traduirait plus régulièrement par des arrêts courts des réacteurs nucléaires, ayant selon l'exploitant davantage d'impact sur la disponibilité du parc (parmi d'autres, du fait du risque de retard au moment de redémarrage).

Figure 5.35 Projection des volumes de modulation du parc nucléaire et du parc renouvelable pour absence de débouchés économiques dans la trajectoire de décarbonation lente



* Les valeurs absolues de modulation de la production nucléaire et renouvelable dépendent fortement des hypothèses de production et de consommation dans les pays voisins et peuvent varier de plusieurs dizaines de TWh. Les éléments présentés permettent donc de raisonner « toutes choses étant égales par ailleurs ».

Dans son rapport sur la modulation rendu public en 2026⁴³, EDF a fourni sa propre estimation de l'évolution de la modulation du parc nucléaire pour les années 2026 à 2028 et indiqué une tendance à la hausse à moyen terme. Cette analyse est cohérente avec celle de RTE. Le rapport fournit également une analyse des impacts techniques de la modulation sur les principaux systèmes et composants des tranches, sur leur exploitation ainsi qu'une analyse de ses impacts socio-organisationnels et humains.

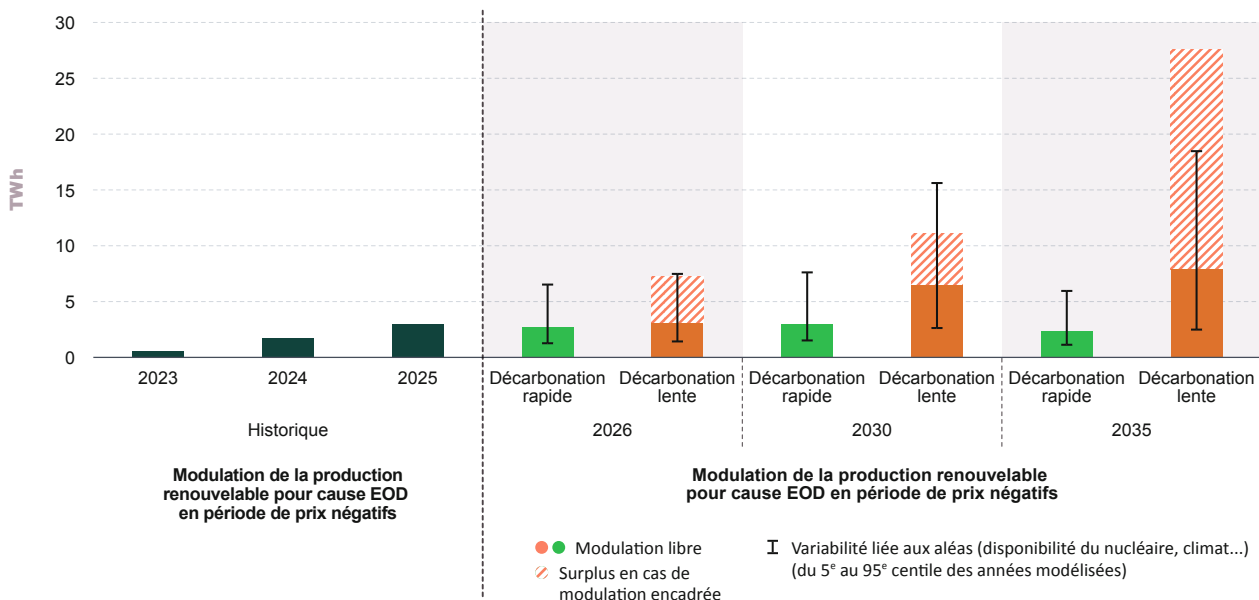
En complément, le test de sensibilité considérant une consommation stable en France entre 2026 et 2030 met en évidence une hausse relative de près de 20% de la modulation de la production bas-carbone. Cette modulation supplémentaire implique davantage d'arrêts de réacteurs ainsi que de la modulation supplémentaire à la baisse de la production renouvelable.

La part de modulation de chaque filière – renouvelable et nucléaire – dépend fortement de la flexibilité du parc nucléaire

Le coût variable de la production nucléaire étant généralement supérieur à celui des filières renouvelables, la logique de préséance économique conduit à solliciter la capacité de modulation du nucléaire avant le recours à la modulation de la production renouvelable : en d'autres termes, il est plus pertinent sur le plan économique de réduire une production qui a un coût variable légèrement positif avant de réduire une production à coût variable nul.

Par conséquent, dans certaines configurations associées à la trajectoire de décarbonation lente, le niveau de modulation du parc nucléaire pour absences de débouchés économiques pourrait atteindre des niveaux supérieurs à ceux observés sur l'historique. Afin d'intégrer l'incertitude sur la capacité du parc à moduler au-delà des volumes

Figure 5.36 Modulation annuelle de la production renouvelable dans les différentes trajectoires de décarbonation – R3, selon la capacité de modulation du parc nucléaire



⁴³. Rapport « Étude sur la modulation. Impacts industriels, organisationnels et sociaux », EDF (février 2026) : [2026_02_16_ETUDE_MODULATION.pdf](#)

historiques, RTE a étudié une variante traduisant des contraintes de modulation du parc plus importantes, avec notamment une modulation encadrée par l'exploitant, permettant de maintenir les niveaux de production constants de 360 TWh (cf. chapitre 3 pour le détail des configurations étudiées).

Dans la configuration s'appuyant sur la modulation nucléaire «encadrée», la moindre modulation du parc nucléaire est ainsi compensée par une plus

forte sollicitation de la capacité de modulation des renouvelables : les volumes de modulation de la production renouvelable sont ainsi plus importants, dépassant 10 TWh en 2030 et 25 TWh en 2035, soit une multiplication par deux voire trois par rapport à une modulation «libre» du parc nucléaire. Les impacts de cette configuration sur l'exploitation du système électrique dans une trajectoire de faible demande résiduelle seront détaillés dans la section 5.4.5.

5.4.3 La hausse des besoins de modulation de la production bas-carbone s'accompagne de défis techniques pour la gestion du parc nucléaire

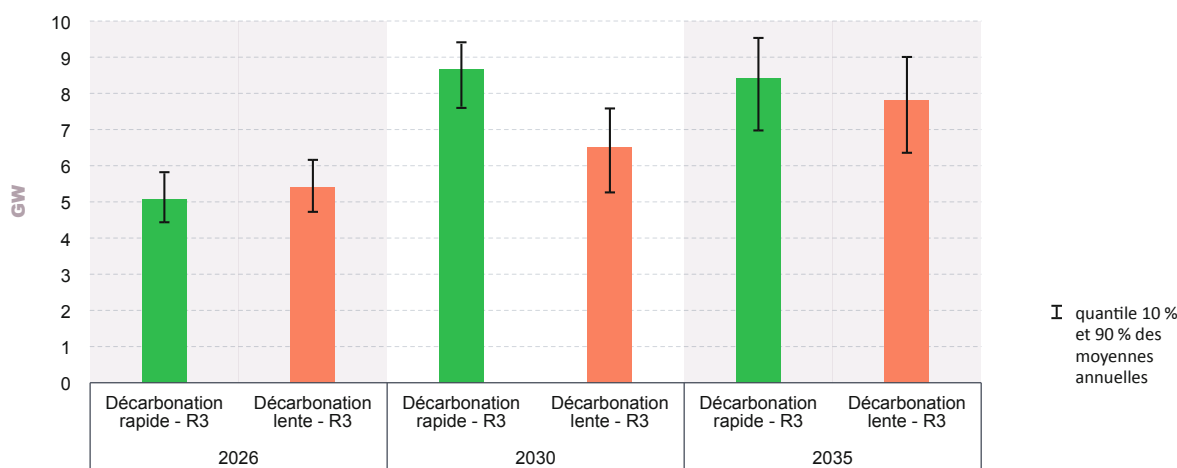
La hausse des besoins de modulation nécessitera une adaptation de l'exploitation du parc nucléaire, avec une amplitude de modulation et un nombre d'arrêts plus importants

Quel que soit le niveau d'électrification, la hausse du besoin de modulation du parc nucléaire à l'échelle annuelle se traduirait par une augmentation

d'amplitude moyenne de sa modulation journalière jusqu'à 7 à 9 GW à moyen terme. Cette tendance avait déjà été mise en évidence dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023⁴⁴. Cette moyenne dissimule cependant :

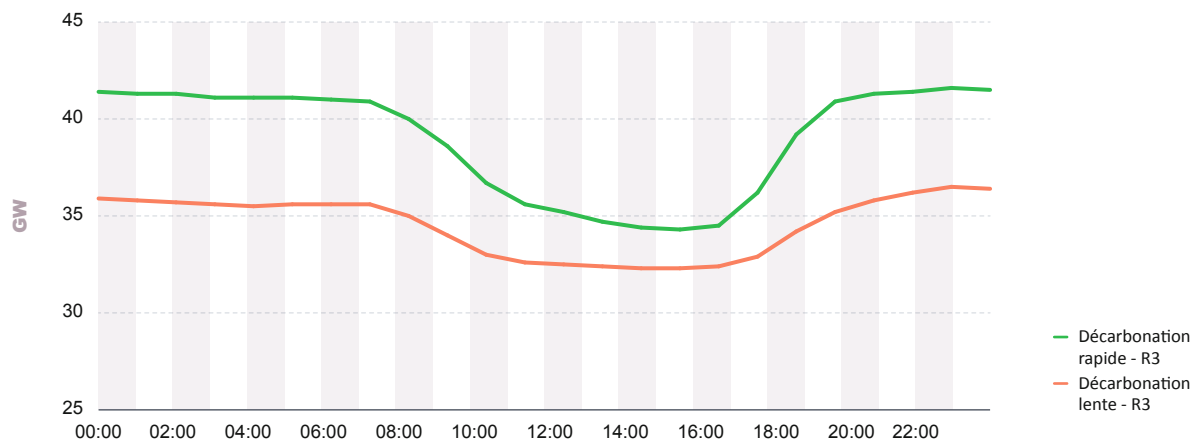
- une certaine dispersion en fonction des années climatiques (cf. graphique 5.37) ;

Figure 5.37 Amplitude de modulation journalière moyenne de la production nucléaire



⁴⁴. Voir encadré au chapitre 6 du Bilan prévisionnel 2023 sur les indicateurs relatifs à l'amplitude de la modulation de la production nucléaire à l'échéance infra-journalière, et la différence entre l'amplitude moyenne journalière de la production nucléaire (représenté ici sur la figure 5.37 : Profondeur moyenne d'amplitude de modulation journalière de la production nucléaire) et l'amplitude du profil journalier (représenté ici sur la figure 5.38 : Profil moyen de production nucléaire en juillet 2030)

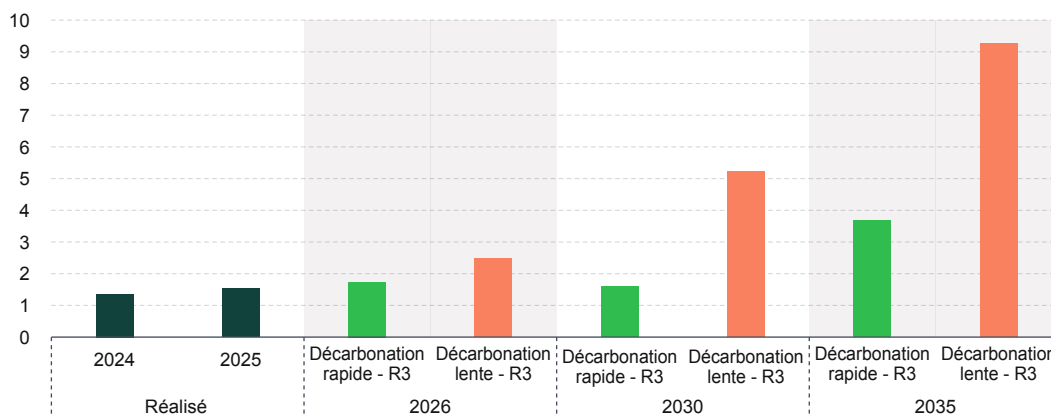
Figure 5.38 Profil moyen de production nucléaire en juillet 2030



► ponctuellement des valeurs bien plus importantes, en fonction des niveaux de consommation résiduelle, avec une amplitude de modulation journalière pouvant dépasser 20 GW quelques jours dans l'année. Ces niveaux maximaux de modulation seraient en augmentation par rapport à ce qui a déjà été observé au cours des dernières années (par exemple, le 07/09/2025 une amplitude de 18,4 GW a été enregistrée entre un maximum de production de 44,6 GW à 23h et un minimum de 26,2 GW à 13h).

Un retard dans l'électrification ne se traduirait ainsi pas nécessairement par une augmentation des amplitudes moyennes de modulation journalière – tant que la puissance minimale moyenne du parc (s'agissant des tranches en marche) n'est pas révisée à la baisse. En effet, la diminution structurelle de la consommation dans cette configuration occasionnerait alors une modulation de la production annuelle à ces horizons portée essentiellement par des arrêts de tranches : ceux-ci ayant une durée minimale généralement supérieure à 24h,

Figure 5.39 Nombre moyen d'arrêts pour modulation (hors rechargements et fortuits) par réacteur et par an



ils n'influent que partiellement sur l'amplitude de modulation journalière. Le volume de modulation sur les tranches en marche reste alors comparable. En revanche, cela implique que la profondeur totale de modulation (écart entre le disponible et la production, incluant la modulation sur les tranches en marche ainsi que les arrêts de tranches) pourra être plus importante dans une configuration de décarbonation lente.

Dans la trajectoire de décarbonation lente, l'augmentation du volume de modulation induit une augmentation du nombre d'arrêts de réacteurs, jusqu'à une dizaine d'arrêts annuels pour modulation par tranche en 2035, avec des impacts potentiels sur les réacteurs tels que décrits par EDF dans son rapport sur la modulation. En particulier, les arrêts de tranche présentent plus de risques que la modulation de tranches en marche sur la disponibilité des réacteurs, du fait des aléas pouvant intervenir sur les opérations de redémarrage des réacteurs.

Dans certaines configurations, une attention particulière devra être portée à la répartition géographique des réacteurs arrêtés, afin de maintenir des capacités de réglage de tension suffisantes dans les différentes régions.

De plus, le nombre d'heures où le parc nucléaire approcherait de ses butées de baisse augmenterait en cas de faible augmentation de la consommation combinée à une poursuite du développement des capacités de production renouvelable à un rythme soutenu. Ces perspectives pourraient alors inciter l'exploitant à revoir sa gestion du parc en augmentant le nombre de tranches aptes à moduler jusqu'à leur minimum technique, de sorte à limiter le recours aux arrêts de courte durée.

Compte tenu des fortes incertitudes sur la faculté du parc nucléaire à moduler pour des raisons techniques et organisationnelles, RTE a étudié deux types de comportement de modulation

Différentes variantes sur la faculté de modulation du parc nucléaire ont été étudiées dans le Bilan prévisionnel (détaillées dans le chapitre production, partie 3.2.3). Le cas de base décrit un comportement de modulation « libre » du parc

nucléaire, guidé essentiellement par les prix de marché. Le deuxième type de gestion du parc, dit « encadré », fait référence à la capacité de modulation limitée à celle observée historiquement sur le parc français. Le comportement « libre » se décline ensuite en plusieurs variantes :

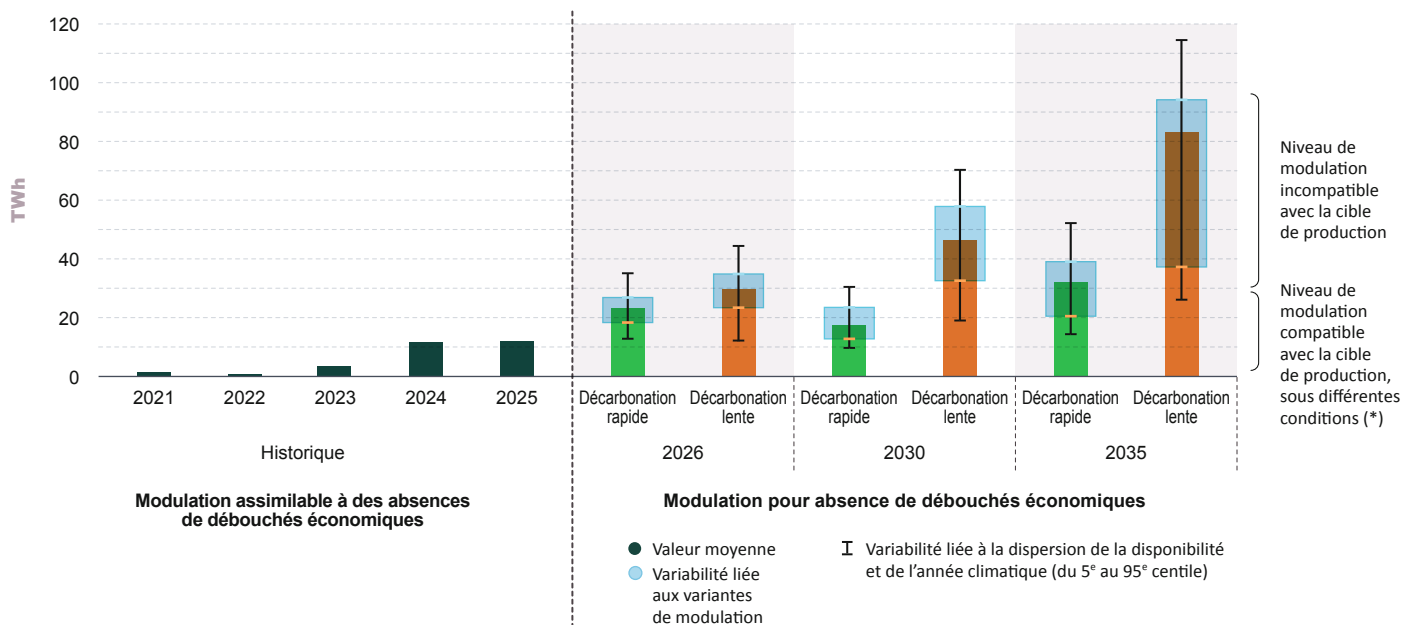
- une hypothèse « médiane » (talon minimal de 15 GW, puissance minimale de 75 %, durée minimale d'arrêt/redémarrage de 24 h),
- une hypothèse de « modulation basse » (talon de 20 GW, puissance minimale de 80 %, durée minimale d'arrêt/redémarrage de 42 h, limite sur le taux de modulation hebdomadaire liée par exemple à des contraintes organisationnelles),
- une hypothèse de « modulation haute » (talon de 15 GW, puissance minimale de 60 %, durée minimale d'arrêt/redémarrage de 24 h).

Ces variantes ont pour objectif de traduire différentes configurations associant des contraintes techniques, organisationnelles et économiques que pourrait rencontrer le parc nucléaire, selon des valeurs normatives. Elles ne préjugent pas des arbitrages ou optimisations qui peuvent être décidées par le producteur.

Le volume de modulation du parc nucléaire pour absences de débouchés économiques varie ainsi fortement selon les différentes variantes, dans des amplitudes de l'ordre 25 TWh en 2030 et plus de 50 TWh en 2035 (dans la trajectoire de décarbonation lente). L'hypothèse de modulation basse réduirait fortement les baisses de production du nucléaire lors des périodes d'absences de débouchés économiques et se traduirait alors par des volumes annuels de modulation proches ou inférieurs de ceux de la modulation encadrée. Dans ces configurations, la production du parc serait proche de sa cible annuelle entre 360 et 370 TWh, bien qu'une partie de cette production ne soit pas valorisée à hauteur de son coût marginal.

Pour assurer l'équilibre offre demande à tout instant, et assurer la sûreté du système électrique, les variantes intégrant une capacité de modulation plus faible nécessitent davantage de modulation de la part de la production renouvelable (voir partie suivante). À l'inverse, les variantes avec une flexibilité plus importante permettent de réduire largement la modulation de la production renouvelable.

Figure 5.40 Modulation pour absence de débouchés économiques du parc nucléaire, historique et projections, dans les différentes trajectoires de décarbonation – R3



(*) Sous condition de disponibilité du parc et de la capacité à mutualiser la modulation pour absence de débouchés économiques avec d'autres besoins de modulation, et en considérant que l'impact d'autres contraintes externes sur le volume de production non utilisée demeure modéré.

5.4.4 Le risque d'occurrence des situations de butée de baisse au niveau du système électrique est susceptible d'augmenter, en particulier dans une trajectoire de décarbonation lente et pourrait nécessiter de nouvelles mesures sur la pilotabilité des énergies renouvelables

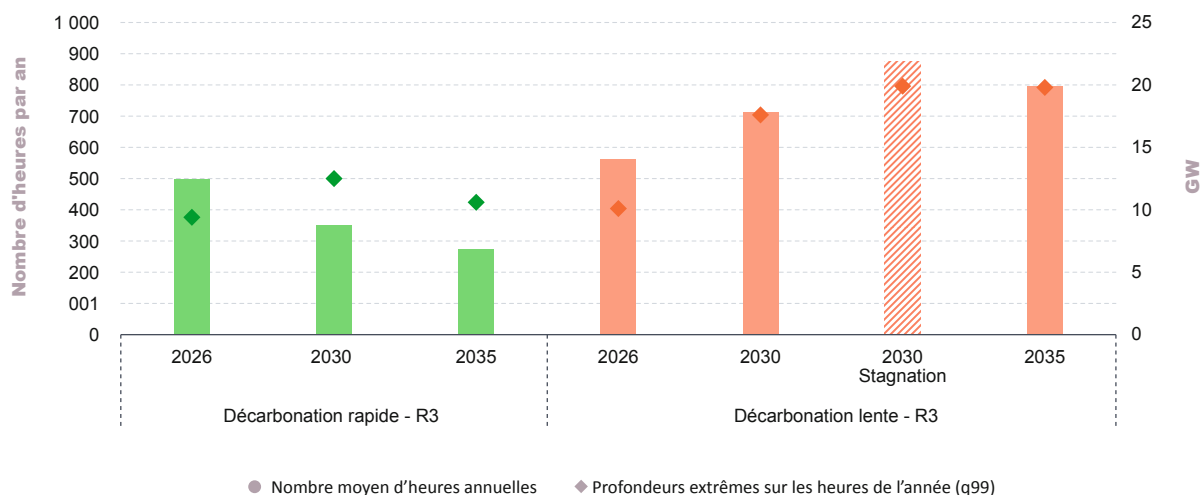
Le besoin de flexibilité du système reposera également sur la production renouvelable, éolienne et solaire, qui devra être capable de moduler régulièrement, et dans des proportions conséquentes, pour assurer une exploitation sûre du système

Dans une trajectoire de décarbonation rapide, le besoin annuel de modulation de la production renouvelable reste contenu aux horizons 2030 et 2035 (cf. partie 5.4.2). Cependant la caractérisation des épisodes évolue légèrement par rapport aux analyses menées à l'horizon 2027 : ils resteraient

toujours concentrés au printemps/été et sur les plages méridiennes de forte production solaire, mais leur nombre diminuerait. Ils représenteraient environ 300 heures dans l'année et leur profondeur moyenne augmenterait pour atteindre entre 8 et 9 GW. Si la plupart des heures présenteraient un besoin de modulation inférieur à 12 GW (quantile 99% des heures de l'année), sans nette augmentation par rapport à aujourd'hui, certains épisodes extrêmes feraient apparaître ponctuellement des profondeurs de modulation plus élevées (20 GW voire plus), nécessitant de procéder à des réductions temporaires de production sur une large partie des installations de production renouvelable.

Figure 5.41

Nombre d'heures moyen de besoin de modulation de la production renouvelable sur une année et profondeur des heures extrêmes, dans le cas de base de flexibilité du parc nucléaire



Dans la trajectoire de décarbonation lente, l'augmentation du besoin de modulation à la baisse de la production renouvelable pour équilibrer l'offre et la demande s'accompagne de l'augmentation importante du nombre d'heures concernées, pouvant représenter jusqu'à 700 à 800 heures sur l'année. Ces épisodes continueraient de se situer la plupart du temps sur la période méridienne, au printemps et en été. S'appuyant sur une capacité étendue de modulation du parc nucléaire⁴⁶, les durées des épisodes et profondeurs moyennes n'augmenteraient pas significativement par rapport à celles observées dans la configuration d'électrification rapide (entre 9 et 10 GW de profondeur moyenne de besoin de modulation de la production renouvelable pour une trajectoire de décarbonation lente). En revanche, l'augmentation du nombre d'heures s'accompagnerait d'une augmentation de la fréquence des événements très profonds, avec près de 1% des heures de l'année nécessitant environ 20 GW de modulation de la production renouvelable entre 2030 et 2035 : ces situations extrêmes ne se traduisent pas par les mêmes contraintes selon la nature des moyens bas-carbone qui produisent et leur capacité de modulation (cf. Figure 5.42).

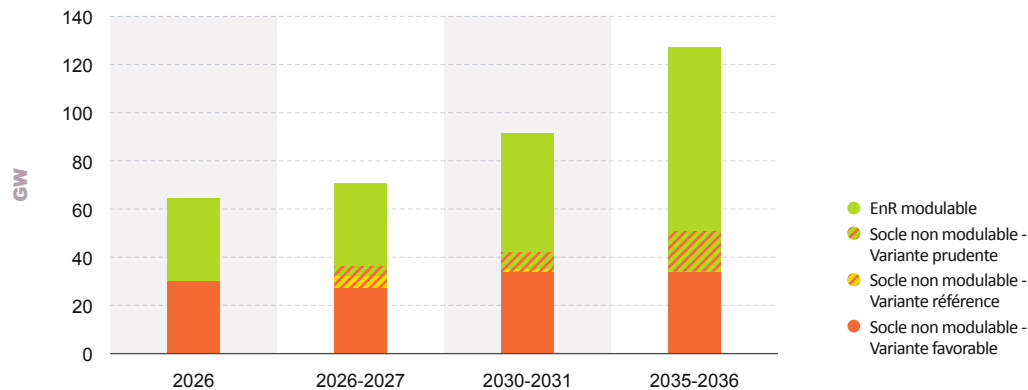
Ainsi, à l'horizon 2030-2035, les défis identifiés en matière d'exploitation du système sont similaires à ceux observés aux horizons de court terme. En particulier, la gestion des situations de butée de baisse nécessitera la mise à disposition de volumes suffisants de production bas-carbone, nucléaire et renouvelable, pouvant être modulés, de manière anticipée (avec fourniture de programmes), échelonnée et contrôlée. La maîtrise de la dynamique de variation de la production restera un enjeu de premier ordre quel que soit le rythme de la décarbonation.

Pour rappel, RTE a analysé trois variantes de modulation des énergies renouvelables. Ces variantes se traduisent par différentes trajectoires d'évolutions de la production modulable.

► **Hypothèse « de référence »** : le socle de capacités renouvelables non modulables reste relativement constant au cours du temps. Les anciennes installations en obligation d'achat (OA) non incitées à moduler (i.e. installations < 10 MW) sortent progressivement de l'OA. Dans le même temps, le développement de

⁴⁶. L'hypothèse de modulation libre considérée dans le cas base (qui présuppose alors la capacité du producteur à programmer de fortes baisses de production nucléaire certaines semaines).

Figure 5.42 Projection des capacités renouvelables modulables à la baisse à horizon 2035-2036 (en puissance installée), dans la configuration R3 (solaire, éolien, hydraulique et thermique renouvelable)



nouvelles petites installations photovoltaïques en obligation d'achat contribuera au maintien du socle d'installations non modulables (en puissance installée). En revanche, le volume des installations renouvelables modulables augmenterait au cours du temps pour atteindre plus de 70 % des capacités installées en 2035.

- **Variante « favorable »** : cette variante, qui étend l'incitation à moduler aux installations sous obligation d'achat dont la puissance de raccordement est comprise entre 1 MW et 10 MW, n'a qu'un effet de court terme car le gisement de capacité modulable supplémentaire associé s'érode au fil des années (depuis 2016, la puissance maximale éligible à un contrat de soutien en obligation d'achat a progressivement été abaissée). Une variante plus favorable à l'horizon 2030-2035, nécessiterait de mobiliser des volumes sous le seuil de 1 MW.
- **Variante « prudente »** : dans cette configuration, les volumes de production non modulable seraient en hausse. En effet, elle fait l'hypothèse qu'aucune amélioration de la participation des énergies renouvelables ne sera mise en place.

Les situations de butée de baisse apparaissent principalement lors des épisodes de forte production solaire, et de contraintes techniques sur le parc nucléaire

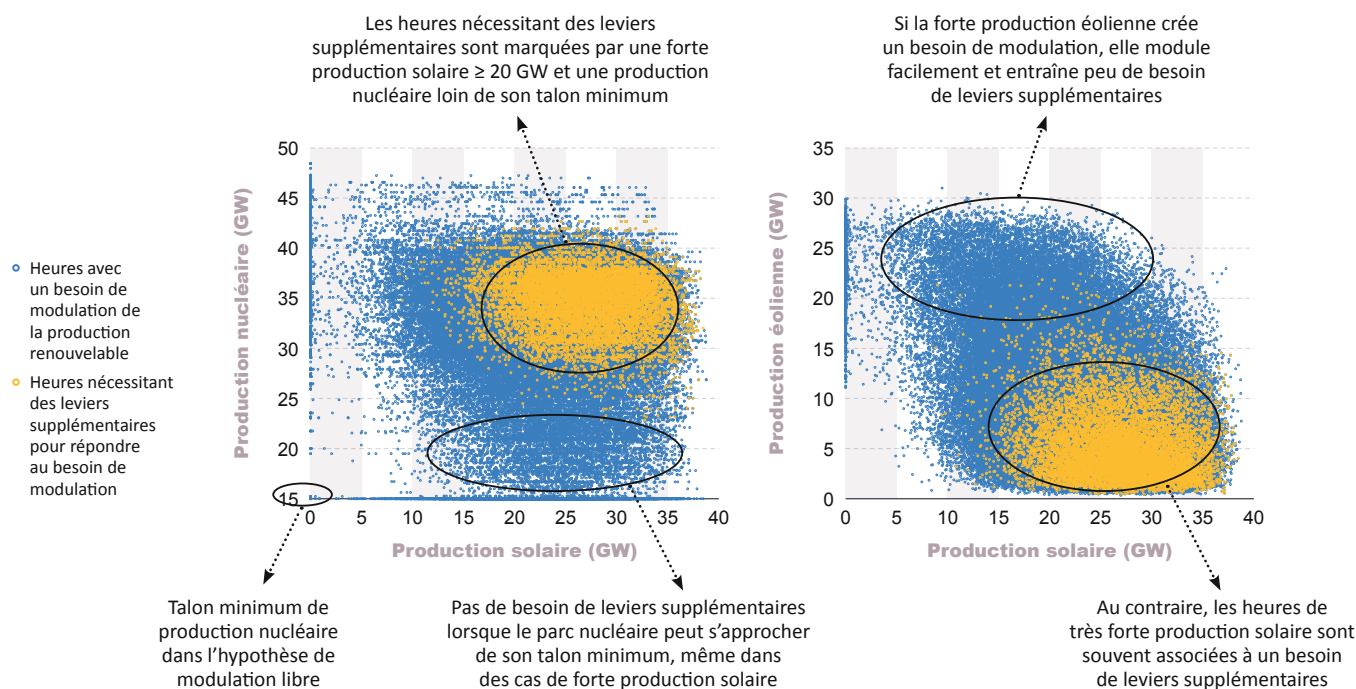
L'un des défis aux horizons 2030 et 2035 concerne l'adéquation entre les besoins de modulation, lors des situations de butée de baisse, et les capacités susceptibles de moduler. Selon la trajectoire de consommation, le rythme de développement des énergies renouvelables et la capacité de modulation du parc nucléaire, la fréquence et l'ampleur des situations de butée de baisse varient fortement.

Quelles que soient les hypothèses envisagées, ces épisodes sont le plus souvent caractérisés par (i) une forte production solaire, avec notamment une forte production issue de petites installations solaires diffuses difficilement modulables, et (ii) un parc nucléaire produisant dans la plupart des heures concernées plus de 30 GW mais atteignant des butées de baisses du fait de contraintes techniques temporaires sur les tranches en marche⁴⁷. Ce type d'événement peut être associé à des prix fortement négatifs.

⁴⁷. Typiquement lors de la réalisation d'essais nécessitant de maintenir des réacteurs à leur puissance maximale (actuellement plutôt programmés en semaine) et/ou pour les réacteurs exploités durant le dernier tiers de leur campagne, entre deux rechargements. À titre d'exemple, le 9 mai 2025, plusieurs GW de production renouvelable ont dû moduler à la baisse sur une journée où le parc nucléaire produisait au minimum de l'ordre de 36 GW, bien loin d'un talon minimal de l'ordre de 15-20 GW.

Figure 5.43

Distribution des heures de besoin de modulation de la production (bleu) et des heures de besoin résiduel (jaune) après modulation des EnR (trajectoire médiane) en fonction du niveau de production bas-carbone, dans une trajectoire de décarbonation lente-R3, et une capacité de modulation médiane du nucléaire, en 2030-2031



Statistiquement, ces épisodes surviendraient cependant très peu lors d'épisodes de forte production éolienne (qui, par la nature des installations et des contrats qui les encadrent, peut varier plus rapidement) ou lorsque le parc nucléaire est en mesure de diminuer significativement sa production en s'approchant d'un talon minimal, entre 15 et 20 GW.

La capacité de modulation de la production renouvelable devra être renforcée, en particulier dans la trajectoire de décarbonation lente ou si la capacité de modulation du parc nucléaire est limitée

Les facteurs d'apparition des situations de butée de baisse, présentés ci-avant, sont communs aux deux trajectoires de consommation. En revanche,

la fréquence et la profondeur de ces situations dépendront de l'évolution de la consommation et de la capacité de modulation de la production bas-carbone. Dans les scénarios les plus contraints (décarbonation lente ou stagnation de la consommation combinée à un développement soutenu des renouvelables), la part de modulation non assurée par le parc nucléaire et les leviers de flexibilité (stockage hydraulique, batteries, pilotage de la demande, etc.) devra être prise en charge par les installations renouvelables, et inversement. RTE a analysé les configurations dans lesquelles ces leviers atteignent leurs limites.

Modulation libre du parc nucléaire – variante médiane

Dans la trajectoire de décarbonation rapide, en considérant la variante médiane de modulation du parc nucléaire, les capacités

disponibles de modulation de la production bas-carbone permettent de réduire nettement la fréquence des situations nécessitant l'activation de leviers exceptionnels pour assurer l'équilibre offre-demande.

Le risque associé à ces épisodes deviendrait même très faible, voire nul, en 2035, traduisant le fait que la situation de surcapacité transitoire des prochaines années se résorberait progressivement.

Dans une trajectoire de décarbonation lente ou de consommation stable, en revanche, les creux de consommation résiduelle atteignent des niveaux plus faibles. Le besoin de modulation à la baisse est donc plus important. En 2030, même dans les variantes les plus favorables, le recours aux leviers exceptionnels d'ajustement à la baisse reste nécessaire pendant les périodes les plus tendues. Ce constat se confirme quel que soit le rythme de développement de la production renouvelable (R4 à R1). Au vu de ces éléments, l'électrification rapide apparaît comme le levier

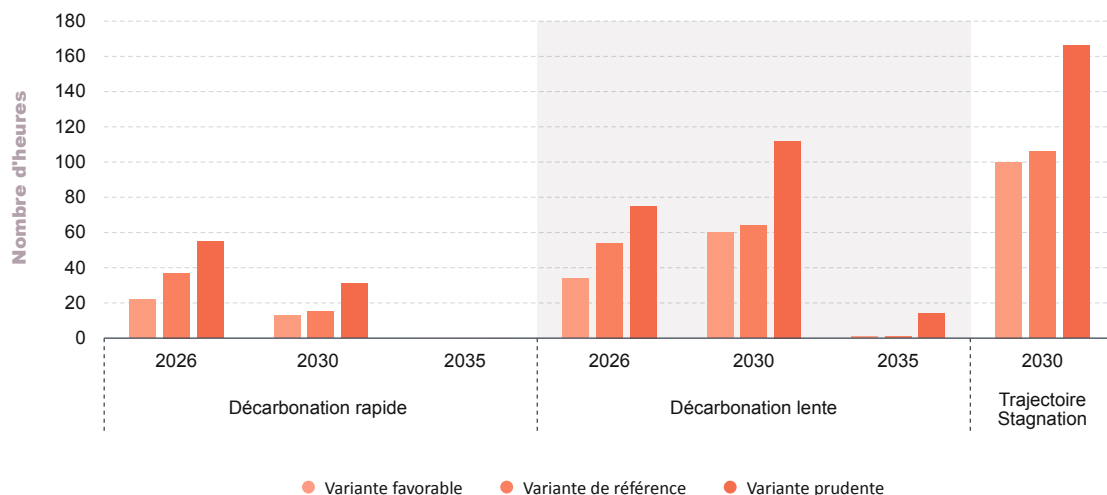
prioritaire pour limiter ces situations à court et moyen terme.

La mise en œuvre de moyens techniques et d'évolutions réglementaires permettant d'étendre la modulation de la production renouvelable s'avère donc importante pour assurer la résilience du système électrique à une situation de surcapacité qui se prolongerait.

Pour résorber les situations résiduelles nécessitant un volume de modulation supérieur aux capacités techniques disponibles, plusieurs leviers sont envisageables : par exemple, le seuil de participation des actifs de production renouvelables au mécanisme d'ajustement pourrait être abaissé en dessous de 1 MW, pour étendre le gisement de capacité modulable. Concernant le parc nucléaire, des accords avec l'exploitant pourraient être envisagés pour assurer une capacité de modulation à la baisse plus importante lors de ces épisodes.

Figure 5.44

Nombre d'heures de besoin de leviers supplémentaires pour répondre au besoin de modulation, dans le cas de base de flexibilité du parc nucléaire, en fonction de l'évolution de la consommation et des différentes configurations de flexibilité de la production renouvelable



Modulation libre du parc nucléaire – variante haute

Dans une configuration de forte capacité de modulation du parc nucléaire – avec un talon minimal de 15 GW régulièrement accessible et des tranches en marche pouvant descendre en moyenne à 60 % de leur puissance nominale⁴⁸ –, le parc nucléaire pourrait couvrir l’essentiel des besoins de modulation du système électrique. Le besoin de modulation des énergies renouvelables serait alors fortement réduit. Il resterait ainsi contenu en dessous de 5 TWh, même dans le contexte de décarbonation lente. Les risques pour la sûreté du système pendant les butées de baisse seraient très faibles dès l’horizon 2030 dans les trajectoires de décarbonation rapide et lente, et seraient nettement réduits dans le cas d’une stagnation de la consommation.

Cependant, même dans cette configuration, la mise en place de mesures permettant d’étendre et d’encadrer la modulation de la production renouvelable

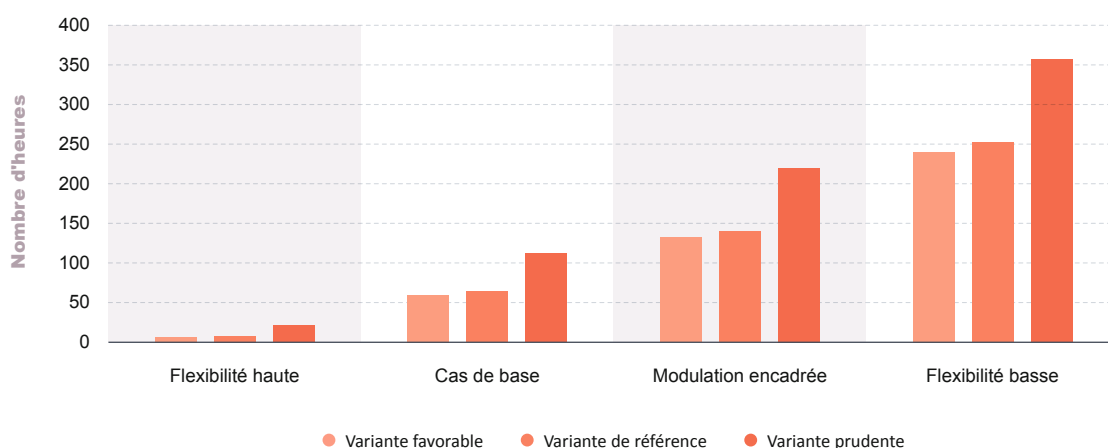
resterait importante pour limiter les situations de butée de baisse pouvant subsister dans la trajectoire de décarbonation lente (une dizaine d’heures par an statistiquement).

Modulation libre du parc nucléaire – variante basse / Modulation encadrée

Dans la trajectoire de décarbonation rapide, une moindre capacité de modulation du parc nucléaire, par rapport à la situation actuelle, prolongerait dans le temps des contraintes d’exploitation similaires à celles observées à court terme, malgré la hausse de la consommation. Les volumes de modulation de la production renouvelable pourraient ainsi rester élevés, jusqu’à 10 TWh dans certaines configurations climatiques, avec des besoins ponctuels de modulation profonde, pouvant atteindre 30 GW. Le nombre d’heures de butées de baisse, nécessitant des leviers exceptionnels, serait également multiplié par trois par rapport à la variante médiane.

Figure 5.45

Nombre d’heures nécessitant des leviers supplémentaires pour répondre au besoin de modulation, en 2030 dans une trajectoire de décarbonation lente (mix R3), selon les différentes variantes de flexibilité de la production nucléaire et de la production renouvelable



48. En pratique, certaines tranches pourraient descendre à des niveaux de production inférieurs à 60 % de la puissance nominale tandis que d’autres seraient contraintes de rester à leur puissance nominale (pour différentes contraintes techniques). La valeur de 60 % fait ici référence à un niveau de puissance minimale à l’échelle de l’ensemble des tranches en marche, pouvant se traduire par une tranche sur deux capable de moduler à son minimum technique de 20 %.

Dans les trajectoires de décarbonation lente ou de consommation stable, associées aux configurations de flexibilité basse et encadrée du nucléaire, la modulation qui n'est pas réalisée par le nucléaire se reporte sur la production renouvelable, en France mais aussi en Europe. La modulation de la production renouvelable est alors en nette augmentation, et atteint jusqu'à 30 TWh en 2035-2036.

La profondeur de modulation pourrait dépasser 30 GW dans les cas extrêmes. L'ajustement de tels volumes nécessiterait impérativement, d'avoir mis en place à court terme les moyens nécessaires à court terme pour encadrer et échelonner la dynamique de modulation de la production renouvelable afin de limiter l'impact sur la fréquence de variations brusques de puissance, et assurer la sûreté du système électrique.

Dans les configurations les plus défavorables (particulièrement pessimistes) combinant une trajectoire de décarbonation lente, un développement soutenu des capacités de production renouvelable (trajectoire R3) et une flexibilité basse du parc nucléaire, le nombre d'heures de butées de baisse du système électrique augmenterait statistiquement de

manière significative (atteignant 200 à 300 heures par an) et pourrait nécessiter un recours plus important aux moyens exceptionnels pour la gestion de l'équilibre offre-demande. Pour maîtriser les impacts associés à ce type de situations, comme évoqué dans les parties précédentes, de nouveaux leviers d'exploitation seraient nécessaires, comme l'extension de la participation effective des installations renouvelables à l'équilibrage.

Finalement, dans un système en surcapacité, l'ensemble du parc de production bas-carbone, nucléaire et renouvelable, devra moduler plus fortement en réponse aux épisodes de creux de consommation résiduelle. Il n'existe aucune d'impossibilité technique à garantir l'équilibre du système dans cette configuration mais le développement d'une capacité de modulation fiable sur l'ensemble du parc de production sera ainsi nécessaire pour faciliter l'équilibrage entre l'offre et la demande à tout instant. Les moyens mis en place dès le court terme pour améliorer la modulation de la production bas-carbone sont ainsi sans regret pour les dix prochaines années et la coordination entre les producteurs et RTE doit être renforcée.

5.4.5 Le développement des flexibilités de la demande et du stockage est un complément utile pour assurer l'équilibre du système, en particulier dans des scénarios d'électrification poussée, mais il ne suffit pas à rééquilibrer l'économie d'un système en surcapacité

En complément de la flexibilité de la production bas-carbone, la flexibilité de la demande et le développement du stockage seront des leviers à développer pour aider à l'optimisation et la réduction des contraintes sur l'exploitation du système.

Dans un système électrique en transition, le développement des flexibilités de la demande et du stockage permet de faciliter l'exploitation du système électrique sur le plan technique : en faisant coïncider la consommation avec la production renouvelable, plus particulièrement pendant le pic solaire, il permet de réduire la profondeur de besoin de modulation de la production renouvelable à réaliser en milieu de journée. Par ailleurs, ce développement permet aussi de lisser la pointe de la consommation le soir et le matin, impliquant

un moindre besoin de capacités notamment dans les scénarios de décarbonation rapide.

Dans une trajectoire de décarbonation rapide, le développement des flexibilités de la demande et du stockage (batteries, STEP) permet de répondre à l'enjeu d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, notamment à l'échelle journalière. Le Bilan prévisionnel 2023 avait déjà mis en évidence le fait que, dans ce type de configuration, la production bas-carbone abondante en milieu de journée ne permet pas de couvrir les pointes de consommation le matin et le soir, ce qui conduit à devoir recourir régulièrement aux centrales thermiques fossiles : la flexibilité de la demande et le stockage peuvent alors permettre d'éviter cette production à partir de fossiles et ainsi d'optimiser la

performance économique et environnementale du système électrique. À titre indicatif, un développement plus poussé de la flexibilité de la demande en France en 2030 permettrait d’éviter près de 9 TWh de recours aux centrales fossiles en France et en Europe.

Ces analyses sont confirmées dans ce Bilan prévisionnel : un développement poussé de la flexibilité de la consommation ou du stockage par batterie permettrait de réduire de 1 à 2 TWh le besoin de modulation de la production renouvelable, représentant une diminution de 100 à 200 heures des situations de modulation de la production renouvelable à l’année. Ces épisodes seraient également moins profonds, avec un besoin réduit de près de 2 GW en moyenne. Ils seraient ainsi moins nombreux à dépasser les capacités de modulation disponibles pour équilibrer production et consommation.

À l’inverse, l’absence totale de développement de la flexibilité de la consommation augmenterait de 2 TWh le besoin de modulation de la production renouvelable, soit 200 h supplémentaires de besoin de modulation à l’année.

Dans une trajectoire de décarbonation lente, le développement plus poussé des batteries et de la flexibilité de la demande a un impact notable sur la gestion des périodes de creux de consommation. Il permettrait de réduire le besoin de modulation de la production renouvelable de 2 à 3 TWh, soit 200 à 400h de besoin annuel de modulation en moins. Comme dans une trajectoire de décarbonation rapide, les besoins moyens de modulation de la production renouvelable liés aux épisodes de surproduction diminueraient d’environ 2 GW.

Figure 5.46 Impact des flexibilités de la demande et des batteries sur l’optimisation du système, dans le cas de base de flexibilité du parc nucléaire et la configuration favorable de modulation des énergies renouvelables

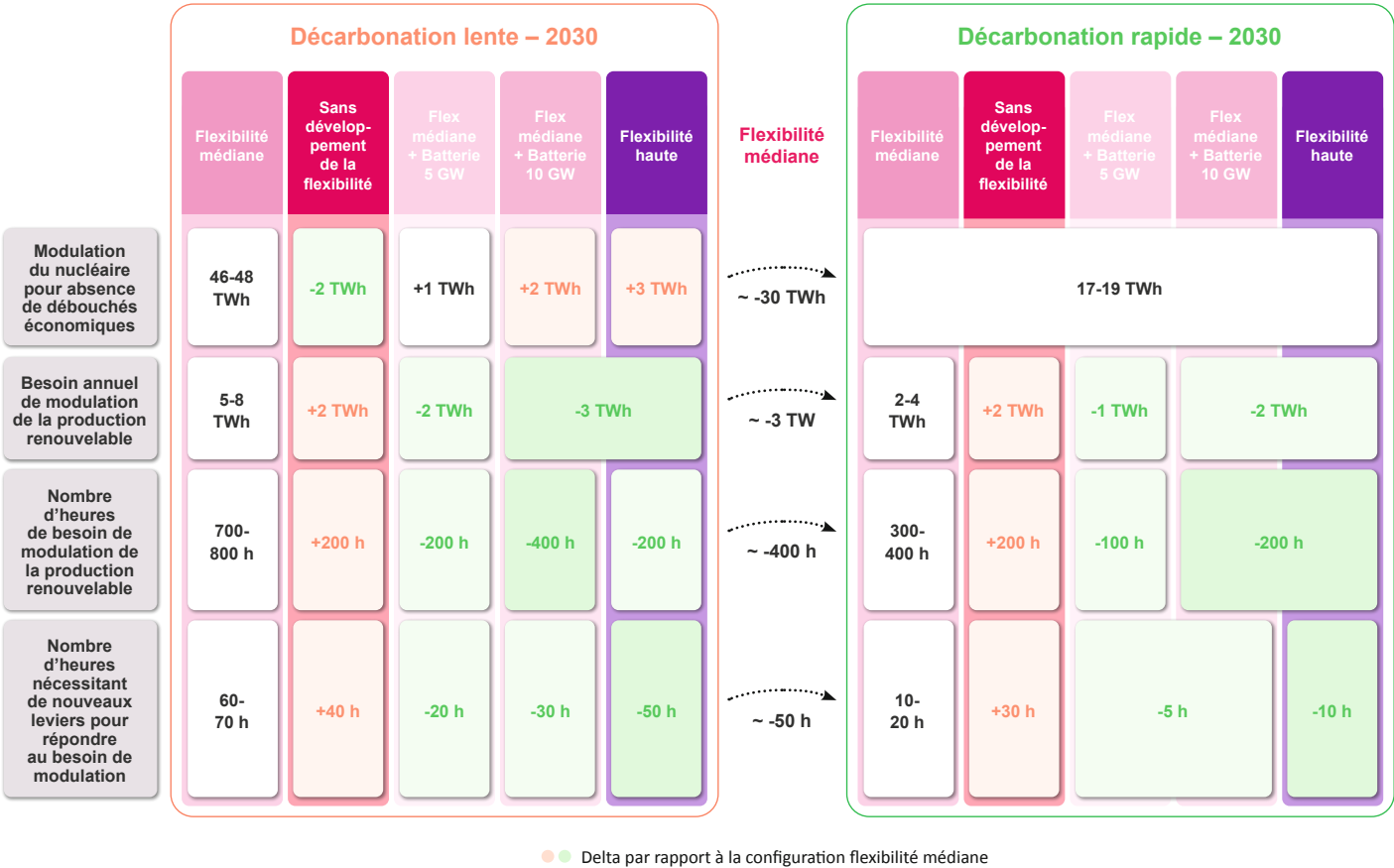
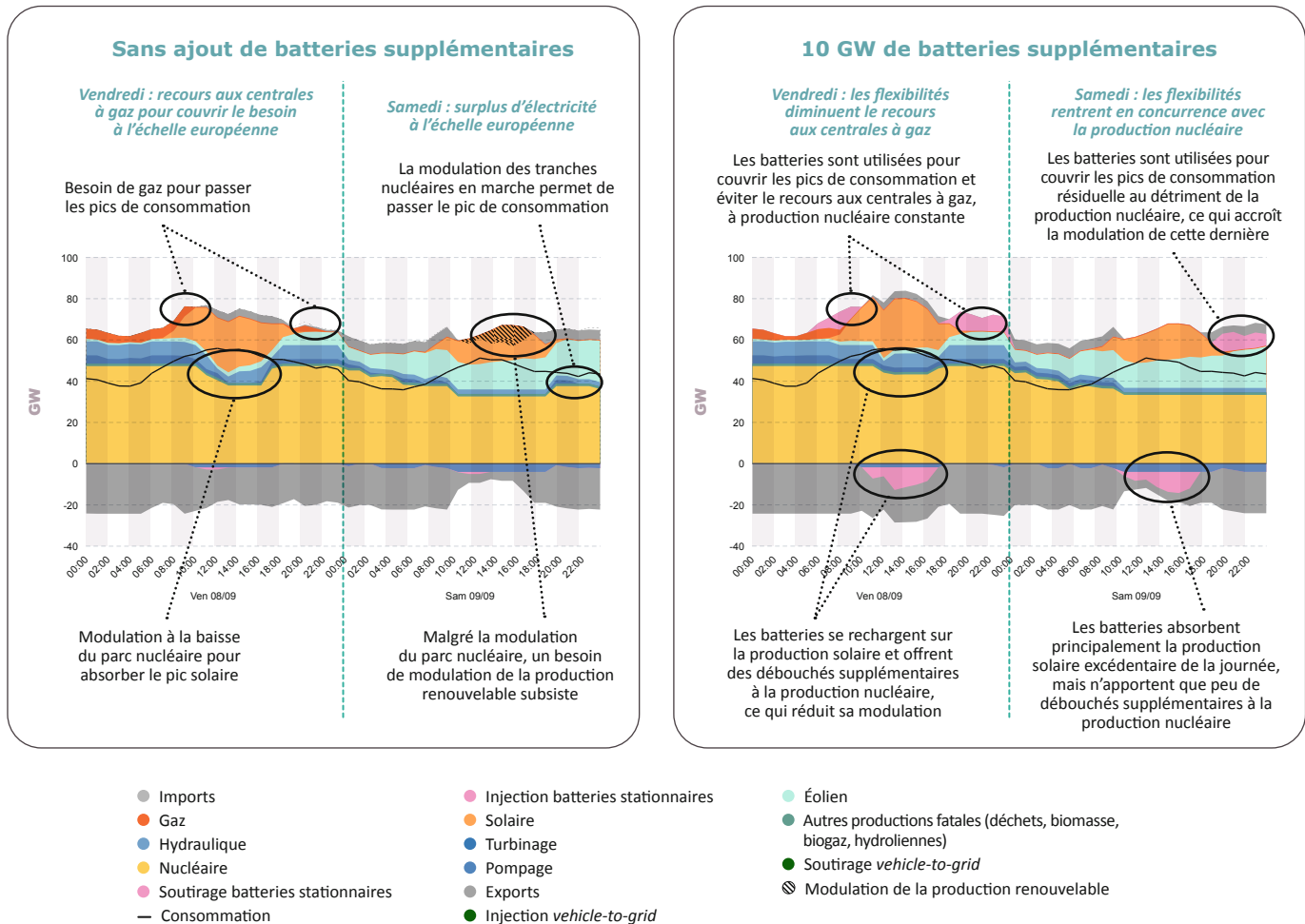


Figure 5.47 Influence du développement des batteries sur la modulation du parc nucléaire dans une trajectoire de décarbonation lente en 2030



Le développement de ces leviers apparaît donc comme essentiel pour limiter la profondeur de modulation nécessaire au système électrique et faciliter l'intégration des énergies renouvelables, notamment solaire, dans un cadre du développement de la production renouvelable à l'échelle européenne, à l'échelle française et dans les trajectoires de faible consommation.

En revanche, contrairement à la situation observée dans la trajectoire de décarbonation rapide, ces déplacements de consommation peuvent n'avoir qu'un impact limité sur la performance économique et environnementale du système. Dans les configurations de décarbonation lente, lors des

journées marquées par une abondance de production bas-carbone et avec peu ou pas de recours aux moyens fossiles, le service rendu par les flexibilités, en déplaçant de la consommation sur les heures méridiennes, permet de réduire le volume et la profondeur du besoin de modulation de la production renouvelable à réaliser (et favorise l'exploitation du système) mais peut, en même temps, déplacer les situations de creux et ainsi accentuer la concurrence entre la production nucléaire et renouvelable. Les besoins de modulation de la production renouvelable sont alors réduits en milieu de journée mais la modulation du nucléaire augmente au cours de la soirée.

Encadré 5.3

LES RÉSULTATS RESTITUÉS DANS LE BILAN PRÉVISIONNEL 2025 CONSTITUENT UN PREMIER SOCLE D'ANALYSES QUI PERMETTRONT D'ALIMENTER LE RAPPORT FNA (FLEXIBILITY NEEDS ASSESSMENT) SUR L'ÉVALUATION DES BESOINS DE FLEXIBILITÉ (FLEXIBILITY NEEDS ASSESSMENT – FNA), ATTENDU POUR L'ÉTÉ 2026.

Ce rapport constitue une nouvelle obligation réglementaire pour les États membres, introduite par la réforme du marché européen de l'électricité (règlement EMDR 2024/1747), datant de juillet 2024. En France, les pouvoirs publics ont confié à RTE la mission d'élaborer ce rapport en coordination avec Enedis. La CRE a pour sa part la charge de l'évaluation des potentielles barrières au développement de la flexibilité dans le marché français. Le rapport devra être publié à l'été 2026, après approbation de la CRE. Il fera l'objet d'une actualisation tous les deux ans.

L'objectif de ce rapport est d'analyser les besoins en flexibilité du système électrique, sur l'horizon des 5 à 10 prochaines années, le règlement définissant la « flexibilité » comme « *la capacité d'un système électrique à s'ajuster à la variabilité des profils de production et de consommation, et à la disponibilité du réseau, sur les différentes échelles de temps pertinentes* ». Le rapport vise, d'une part, à quantifier les besoins nécessaires pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande (besoins « système »), et, d'autre part, ceux visant à prévenir et résoudre les congestions locales sur les réseaux de transport et de distribution (« besoins réseaux »).

Ce rapport alimentera l'évaluation par les pouvoirs publics du besoin de flexibilité non fossile dans le cadre du prochain plan national énergie-climat (PNEC).

Pour garantir la cohérence des analyses réalisées par les différents États membres, le règlement européen impose que l'évaluation des besoins de flexibilité repose sur l'application d'une méthodologie commune — la méthodologie FNA — élaborée par ENTSO E et EU DSO, et approuvée par l'ACER fin juillet 2025. Cette méthodologie prévoit d'analyser les besoins de flexibilité nécessaires pour :

- ▶ répondre aux besoins de modulation du système à différentes échelles de temps (intra journalier, hebdomadaire, saisonnier) ;
- ▶ réduire au minimum la modulation de la production renouvelable ;
- ▶ couvrir les besoins de rampes de la demande résiduelle ;
- ▶ permettre l'équilibrage du système face aux erreurs de prévision de court terme.

Ces analyses seront menées sur la base des scénarios du Bilan prévisionnel 2025 et viendront enrichir les analyses déjà restituées.



5.4.6 Réussir l'accélération de l'électrification de la France et synchroniser l'évolution de la consommation et de la production bas-carbone permet de maîtriser les conséquences sur l'exploitation du système électrique

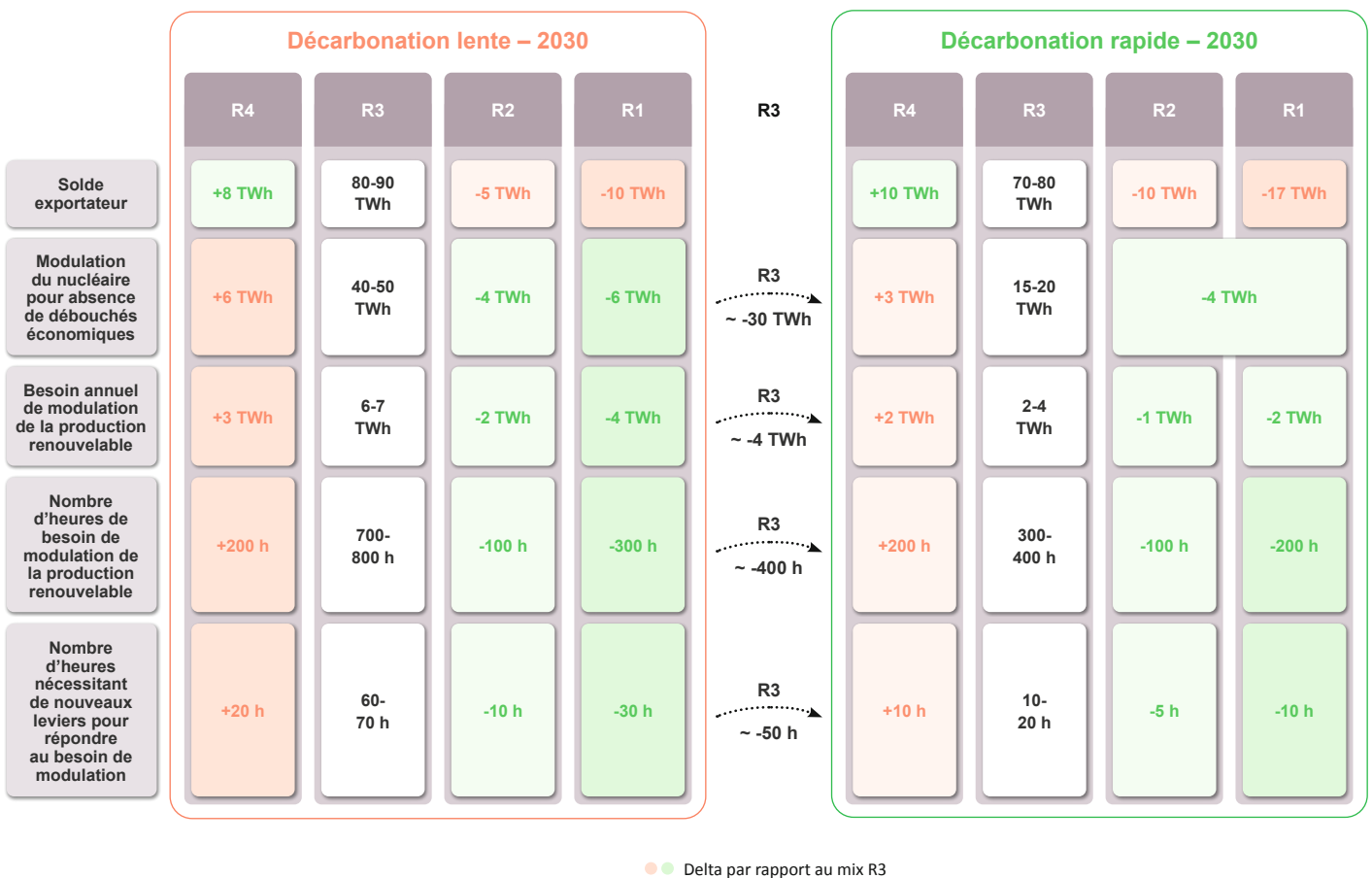
Face aux défis posés par la multiplication des périodes d'abondance de production dans la trajectoire de décarbonation lente, et *a fortiori* dans le cas de stagnation de la consommation, plusieurs leviers peuvent être envisagés en agissant à la fois sur les modes d'exploitation des parcs de production, sur l'évolution de la consommation (notamment accélérer l'électrification) et sur le rythme de développement de la production (notamment ralentir le développement de la production renouvelable).

L'accélération de l'électrification du pays constitue le moyen le plus efficace pour réduire les besoins de modulation de la production bas-carbone

Dans la trajectoire de décarbonation lente, le ralentissement du développement de la production bas-carbone, en particulier des énergies renouvelables, diminuerait les besoins de modulation à la baisse du parc nucléaire et des installations de

Figure 5.48

Effets de la combinaison des différentes trajectoires de développement des renouvelables, des différentes trajectoires de consommation en 2030, dans l'hypothèse de référence en matière de capacité de modulation renouvelable et nucléaire



production renouvelable. Ainsi, passer d'un rythme d'installation de type R3 à des rythmes R2 voire R1 réduit la modulation de la production bas-carbone de 5 à 30 TWh à l'horizon 2030-2035.

En comparaison, au-delà des nombreux bénéfices associés à la stratégie de décarbonation française, l'atteinte du niveau de consommation envisagé dans la trajectoire de décarbonation rapide apparaît plus efficace. Même avec une trajectoire soutenue de développement des énergies renouvelables, elle s'accompagne d'une forte réduction de la modulation pour absence de débouchés économiques du nucléaire et des renouvelables, de l'ordre de 30 à 50 TWh entre 2030 et 2035, par rapport à la trajectoire de décarbonation lente.

Une décarbonation rapide est également le moyen le plus efficace pour répondre au défi posé par les situations de butée de baisse, lors des creux de consommation résiduelle. En effet, un ralentissement du déploiement des énergies renouvelables permet de réduire le nombre d'heures où les volumes de production bas-carbone modulable à disposition ne suffisent pas à gérer les surplus, mais dans une moindre mesure par rapport à l'accélération de l'électrification : en 2030, dans une trajectoire de décarbonation lente, le rythme R1 diviserait environ par 2 le nombre d'heures de besoin de modulation résiduel par rapport à un rythme R3, là où le passage à une décarbonation rapide permettrait de le diviser par presque 5 (R3).

Par ailleurs, un ralentissement trop brutal de la production renouvelable peut s'accompagner de risques à moyen terme : un ralentissement important de type R1 ferait apparaître un besoin significatif en 2035 pour passer les pointes hivernales, avec un solde d'échanges qui pourrait devenir importateur lors d'années de faible disponibilité nucléaire et/ou d'hiver particulièrement froid. Un trop fort ralentissement du développement de l'appareil de production bas-carbone accentuerait ainsi la dépendance de la sécurité d'approvisionnement française aux imports. Enfin, un trop fort ralentissement du développement des énergies renouvelables impacterait les filières industrielles nécessaires pour accompagner une augmentation à moyen terme de la consommation d'électricité, sous l'effet d'une électrification tardive du pays.

Un retard dans l'électrification combiné au développement des mix au sein des pays voisins se traduira par une hausse des besoins de modulation, quels que soient les choix sur le mix français

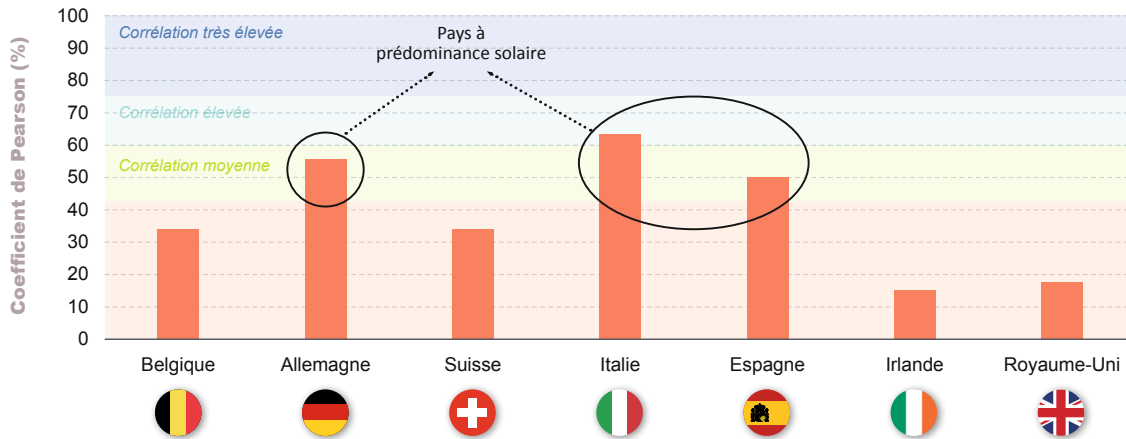
Si le développement des renouvelables dans les autres pays se poursuit et que la consommation y reste basse, des défis importants, en matière de débouchés économiques et d'exploitation du système, subsisteraient même dans le cadre d'un rythme très bas de développement des renouvelables en France (R1). En effet, aux horizons 2030 et 2035, les objectifs ambitieux de déploiement d'énergies renouvelables en Europe contribuent à l'émergence de modes communs : en particulier, le pic solaire, lors de la période méridienne, crée des épisodes de production abondante, fortement corrélés dans la plupart des pays européens. Lors de ces épisodes, la consommation résiduelle à l'échelle européenne peut atteindre des niveaux faibles et nécessite un niveau de modulation important de la part de la production pilotable en Europe, mais également de la production renouvelable. Ainsi, en 2030, dans la trajectoire de décarbonation lente, près de 60% des heures de besoin de modulation de la production renouvelable sont concomitantes avec des épisodes équivalents dans les pays voisins.

Dans ce contexte, à moyen terme, un manque de débouchés structurel se crée. Ainsi, même dans le cadre d'un ralentissement notable de l'installation des énergies renouvelables dès 2026 (trajectoire R1), la trajectoire de décarbonation lente conduirait à une modulation du nucléaire pour absence de débouchés économiques en nette hausse par rapport à l'historique, pour atteindre environ 41 TWh. Ceci se traduirait par une modulation de la production à la baisse du même ordre que ceux observés en 2025 (autour des 3 TWh).

Ce constat s'accentuerait dans le cas d'un rythme particulièrement soutenu d'installation des renouvelables en Europe, au niveau des objectifs européens, et d'une consommation européenne suivant la même tendance que la trajectoire de décarbonation lente en France : les débouchés économiques, à l'export, diminueraient alors de près de 50 TWh, portant potentiellement la modulation du parc nucléaire français à des niveaux avoisinant 100 TWh.

Figure 5.49

Coefficients de Pearson de corrélation du besoin de modulation de la production renouvelable avec les pays voisins de la France dans la configuration de décarbonation lente – R3 à l'horizon 2030



Ainsi, quelles que soient les choix publics en matière de rythme de développement des énergies renouvelables en France, les débouchés à l'export seront amenés à diminuer en cas de

développement ambitieux de la production renouvelable en Europe et s'accompagneront de besoins de modulation en forte hausse pour la production bas-carbone en France.

5.5 Au cours des dix prochaines années, la stratégie d'évolution du réseau décrite dans le SDDR reste pertinente mais des ajustements seront nécessaires

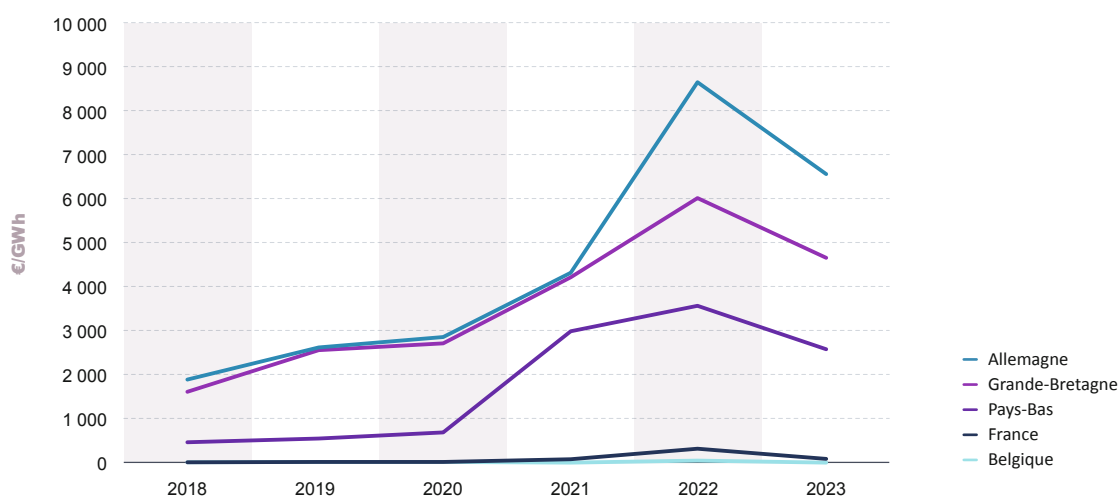
5.5.1 Le réseau de transport d'électricité français dispose d'une structure capable d'accueillir les nouveaux usages électriques

Le réseau de transport d'électricité français constitue un atout pour l'électrification des usages.

Les développements du réseau de transport d'électricité français, notamment au moment du développement du parc électronucléaire dans les années 1980-1990, permettent de disposer aujourd'hui d'un réseau avec une structure robuste, peu congestionné par rapport aux autres réseaux européens et financé à bas coût.

En février 2025, RTE a publié une comparaison internationale des coûts de congestion enregistrés en Europe⁴⁹. Ces coûts représentent les charges d'exploitation facturées aux consommateurs lorsque le réseau ne permet pas d'évacuer correctement les flux. Lorsque ces coûts sont élevés, ils traduisent un mauvais dimensionnement du réseau par rapport au mix électrique (production et consommation) et donc un retard dans les investissements dans le réseau.

Figure 5.50 Coût de gestion des congestions par rapport à la demande d'électricité (€/GWh) entre différents pays européens



Source : Compass Lexecon, données ENTSO-E, NESO, RTE (coûts de congestion) et Eurostat (demande totale d'électricité).

Notes : l'Italie n'est pas incluse dans ce graphique, car les congestions sont en partie prises en compte avec les multiples zones de prix du pays. Ainsi, une partie des contraintes n'apparaissent pas comme un coût pour le GRT au même titre que les autres pays ayant une zone de prix unique.

49. [Comparaison internationale des plans d'investissements dans les réseaux de transport d'électricité réalisée par RTE et Compass Lexecon](#)

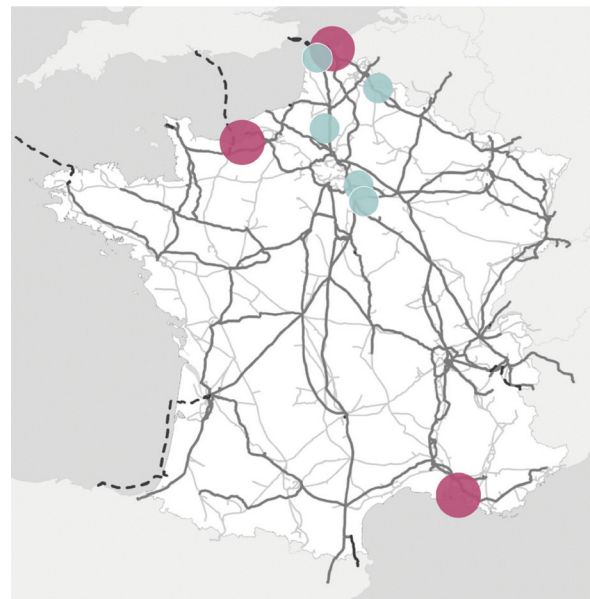
La stratégie proposée par RTE priorise les développements du réseau qui permettent d'accueillir rapidement de nouveaux consommateurs sur le territoire français ou d'électrifier les procédés des industriels déjà présents sur le territoire.

Le diagnostic porté par le Bilan prévisionnel confirme l'importance d'enclencher et d'accélérer le mouvement d'électrification et, de ce fait, confirme la logique de priorité donnée au raccordement de l'industrie proposée dans le SDDR 2025.

Plusieurs propositions de RTE témoignent de cette priorité :

- **Mise en place d'une procédure spécifique, dite procédure « fast track », pour offrir des capacités d'accueil rapidement accessibles aux consommateurs de grandes puissances (de 400 MW à 1 GW), qui ont de la flexibilité sur la localisation géographique de leurs projets et qui sont prêts à s'engager rapidement sur le plan financier pour sécuriser leur accès au réseau.** Cette procédure, approuvée par la CRE, permet d'offrir un raccordement accéléré et sans limitation à la capacité du réseau sur des sites préalablement définis. En contrepartie, les acteurs s'engagent financièrement dès le début et participent au financement de l'infrastructure et de son exploitation. Ce système est vertueux car il permet d'optimiser la planification de l'infrastructure et le rythme des investissements. Le raccordement électrique du futur Campus IA de Fouju est le premier engagement conclu dans le cadre de la procédure de raccordement *fast track* (moins d'un an après l'annonce de cette nouvelle procédure). Situé en Seine-et-Marne, ce site de 70 hectares accueillera l'un de plus grands campus d'infrastructures en Europe en hébergeant *data centers*, supercalculateurs et un espace de formation. Le premier palier de puissance de « Campus IA » (240 MW) sera atteint rapidement (fin 2027) et le site bénéficiera d'une puissance garantie de 700 MW dans trois ans (2029).
- **Planification d'infrastructures mutualisées permettant d'augmenter la capacité d'accueil pour de grands consommateurs dans les trois plus grandes zones industrialo-portuaires (Dunkerque, Le Havre et Fos-sur-Mer), dites zones**

P1. Ces zones, historiquement fortement consommatrices d'énergies fossiles, concentrent de nombreuses demandes de raccordement au réseau de transport d'électricité pour des projets industriels de décarbonation ou de production d'hydrogène. Elles sont en concurrence par rapport à d'autres régions du monde pour accueillir les projets d'électrification ou de nouveaux sites industriels et la capacité d'accueil du réseau est un élément déterminant dans l'investissement. Dans ces trois zones, RTE a ainsi attribué des droits d'accès au réseau de plusieurs gigawatts et engagé une course contre la montre pour être en mesure de mettre en service les infrastructures d'ici 2029 (soit environ 6 ans après les premières étapes de planification, ce qui constitue une accélération importante par rapport au planning de projets 400 000 volts). La mise en service de ces infrastructures est sans regret sur le moyen terme, même dans un contexte de ralentissement de l'électrification : elles seront ainsi nécessaires pour accompagner la dynamique d'électrification et de réindustrialisation à moyen et long terme. Dans ces trois zones, RTE a démarré les procédures administratives pour la construction des infrastructures et a proposé d'engager les travaux dès l'obtention des autorisations. Par exemple, dans la zone



● Zones P1 (Dunkerque, Le Havre-Port Jérôme, Fos-sur-Mer)
● Sites proposés dans le cadre de la procédure « fast track »

de Dunkerque, les travaux de génie civil ont démarré pour une partie des infrastructures. Dans cette zone, dans laquelle ArcelorMittal a confirmé début 2026 ses investissements dans un four électrique en s'appuyant sur des subventions de l'État, si RTE avait attendu cette confirmation pour lancer les projets alors le raccordement au réseau aurait pu se retrouver en retard par rapport à la concrétisation des projets des industriels concernés.

- **Travail avec chaque territoire pour définir le bon niveau de planification des infrastructures.** RTE répond par ailleurs aux demandes formulées par les différents territoires. Ceci se traduit par des réalisations concrètes, qu'il s'agisse des conditions aménagées ayant notamment permis à l'industriel Safran d'implanter sur le sol national une usine de freins aéronautiques en carbone ou de la réalisation de structures d'accueil plus importantes (par exemple, dans des zones comme Saint-Nazaire ou au sud de l'Île-de-France). Dans certains cas, les puissances demandées sont très importantes et le raccordement rapide des consommateurs nécessite d'anticiper le renforcement du réseau à 400 000 volts. Dans le SDDR, RTE a donné de la visibilité sur la manière dont les demandes de raccordement sont traitées et les investissements déclenchés. En particulier, lorsqu'il est question de construire des infrastructures conséquentes en 400 000 volts, RTE a proposé une logique d'engagement financier progressive qui permet de s'assurer que les travaux de génie civil ne sont réalisés que si l'engagement des projets d'électrification est confirmé. Cette approche prudente est confirmée par les analyses du Bilan prévisionnel : ainsi, dans la trajectoire de décarbonation lente, qui se caractérise par une faible croissance de la consommation et donc un taux élevé de non-concrétisation des projets industriels, tous les travaux planifiés dans ces territoires ne seront pas nécessaires. Cette approche autour des zones P2 et P3 et des raccordements individuels permet d'éviter un engagement trop rapide des investissements dans le réseau (voir fiche 5 du SDDR publié en février 2025).

Le Bilan prévisionnel confirme par ailleurs l'importance de la refonte du cadre de raccordement, historiquement basé sur la logique du « premier arrivé, premier servi » et de passer à une logique du « premier prêt, premier servi ».

En effet, il existe un écart important entre les capacités d'accès au réseau contractualisées et les trajectoires de consommation étudiées dans le Bilan prévisionnel.

La capacité d'accès au réseau de transport d'électricité réservée pour les seuls secteurs de l'industrie, de l'hydrogène et du numérique s'élève déjà à plus de 30 GW, soit trois fois plus que la consommation soutirée aujourd'hui par les consommateurs sur le réseau de transport. Ce volume représente une consommation théorique supplémentaire autour de 180 TWh (sans compter les usages diffus se raccordant sur le réseau de distribution), à comparer à la consommation supplémentaire totale de 135 TWh retenue dans la trajectoire de « décarbonation rapide » à l'horizon 2035. Cela signifie que même la trajectoire de décarbonation rapide correspond à un abattement par rapport au volume total de projets qui ont déjà sécurisé leur accès au réseau auprès de RTE.

Cela implique également que dans le cas où certains de ces projets ne se concrétisent pas, ils « préemptent » artificiellement la capacité d'accueil du réseau pour tous les nouveaux entrants qui souhaitent se raccorder. Ceci conduit à allonger les délais de raccordement à pleine puissance proposés pour des nouveaux projets, ce qui est susceptible de freiner leur développement, alors même que d'autres projets ayant déjà sécurisé un accès au réseau ne vont finalement pas émerger. Il en résulte une forme de « saturation contractuelle » ou « saturation administrative » du réseau alors que, sur le plan physique, ce dernier est encore en mesure d'accueillir des projets d'électrification ou de nouveaux sites.

Pour lutter contre cette situation, RTE met en œuvre plusieurs mesures :

- **Conduite d'un programme de travaux visant à faire évoluer les règles du raccordement** pour éviter les situations de préemption de la capacité de réseau, faciliter l'accès des projets matures au réseau et permettre ainsi un dimensionnement plus juste de l'infrastructure. À la suite de cette consultation publique, RTE soumettra à l'État et à la CRE des propositions de modifications du cadre de raccordement. La concertation sur ces propositions démarrera au printemps 2026.

► **Pour les porteurs de projets disposant déjà d'un droit d'accès au réseau, demande de preuves d'avancement** et, dès juin 2026 conformément à la délibération de la CRE du 23 juillet 2025, possibilité de repousser au sein des files d'attente les projets qui ne sont pas en mesure de fournir ces preuves au bénéfice de ceux qui avancent effectivement.

► **Au sein des études de raccordement, prise en compte d'un taux de chute des projets pour limiter la saturation contractuelle du réseau.** Ce taux de chute sera basé sur une analyse zone par zone des projets, de leur rythme d'avancement, de leur montée de charge, etc. Cette mesure dite de surbooking a été soutenue par la CRE dans sa délibération du 20 février 2026 relative au SDDR.

De manière générale, RTE considère que l'enjeu des prochains mois est de garantir que les projets matures au sein de la file d'attente puissent bénéficier d'un raccordement rapide et d'un accès rapide à la pleine puissance. L'identification de ces projets est une priorité de RTE.

Concernant les productions renouvelables terrestres, l'enjeu reste celui de la cohérence entre les cibles régionales à raccorder et les objectifs fixés au niveau national.

Entre 2026 et 2028, RTE et les gestionnaires de réseau de distribution doivent mettre à jour les schémas de planification des réseaux pour l'accueil des productions photovoltaïque et éolienne terrestres (S3REnR).

Le SDDR 2025 mettait en évidence trois enjeux pour la mise à jour de ces schémas :

- (i) **Le besoin d'assurer une cohérence entre les volumes de raccordement planifiés au niveau régional et les cibles nationales ;**
- (ii) **Le risque que des projets ayant sécurisé leur accès au réseau mais ne se concrétisant pas bloquent des capacités disponibles ou peu chères ;**
- (iii) **Les possibilités de diminuer les coûts de développement du réseau pour un même nombre de raccordement.**

Ces enjeux sont confirmés dans les nouvelles perspectives du Bilan prévisionnel 2025, en particulier le premier enjeu lié au besoin de cohérence entre les volumes de raccordement planifiés dans les S3REnR avec les cibles nationales.

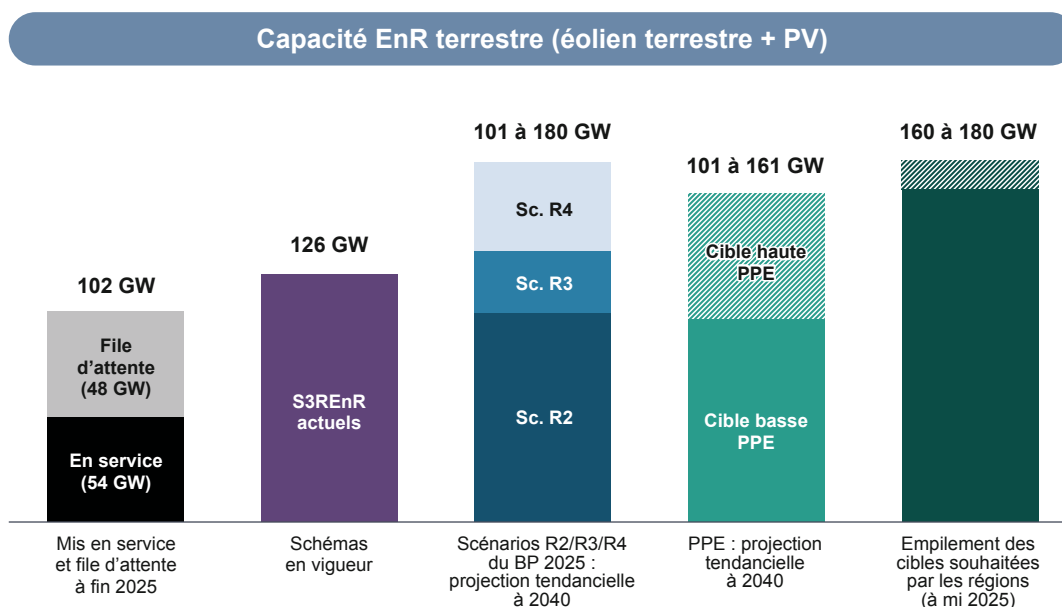
En 2025, RTE a mis en évidence l'écart significatif entre la somme projetée des objectifs régionaux envisagés pour les nouveaux schémas de raccordement des énergies renouvelables et les objectifs nationaux : les cibles régionales remontrées conduisaient déjà à dépasser largement la trajectoire R3 du Bilan prévisionnel 2025 (la somme des cibles régionales est comprise entre 160 et 180 GW vs. 130 GW dans la trajectoire R3 à l'horizon 2040). Or, ces volumes de raccordement sont à mettre en regard de l'analyse technique et économique présentée dans le Bilan prévisionnel, en particulier dans les trajectoires de décarbonation lente voire de stagnation.

Concernant l'impact de la file d'attente sur la saturation contractuelle du réseau, 48 GW de projets en file d'attente ont contractualisé leur accès au réseau. Sur ces 48 GW, seuls 13 GW disposent déjà de leurs autorisations administratives et ont sécurisé leur dispositif de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération), représentant ainsi à peine plus d'un quart de cette file d'attente. Ce stock de projets – évalué conjointement par l'État, la CRE, Enedis et RTE – correspond ainsi à ceux pouvant être considérés comme sécurisés et dont les mises en service devraient s'échelonner entre 2026 et 2030.

La situation est encore plus marquante sur le réseau de transport où la file d'attente de projets ayant sécurisé leur accès au réseau représentait un peu plus de 20 GW au 1^{er} octobre 2025 mais où seuls 400 MW disposent également d'un dispositif de soutien sécurisé et de leurs autorisations administratives. De la même façon que pour le raccordement des consommateurs, cela pose la question du volume de projets à prendre en compte pour le dimensionnement du réseau afin de ne pas le surdimensionner. **RTE travaillera dans le cadre de la révision des schémas sur la qualification de file d'attente afin d'intégrer les incertitudes sur la concrétisation effective des projets qui la composent.**

Concernant les coûts de développement du réseau associés au déploiement des énergies

Figure 5.51 Comparaison du volume d'EnR terrestre contractualisé et prévisionnel par rapport au rythme d'installation des trajectoires du Bilan prévisionnel 2025



renouvelables, le SDDR a mis en évidence de possibles optimisations sous réserve d'une meilleure coordination entre les choix de localisation de la production d'électricité et les capacités des infrastructures de réseau. Cette optimisation peut représenter une économie d'investissement de 2 Md€ sur quinze ans pour un volume d'éolien terrestre et de photovoltaïque de 135 GW raccordés en 2040.

Dans le cadre de la révision des S3REnR, RTE propose de travailler sur cet aspect avec l'ensemble des parties prenantes. Le critère lié aux besoins associés en matière de développement du réseau doit ainsi être pleinement intégré à l'exercice, à l'instar des autres critères de localisation des projets (contraintes, environnementales, acceptabilité locale, etc.), afin d'optimiser le développement des renouvelables.

5.5.2 Les zones prioritaires identifiées dans le SDDR pour le renforcement de la structure du réseau sont confirmées par les analyses du Bilan prévisionnel 2025

Les régimes de flux et les zones identifiées dans le SDDR 2025 sont confirmés par les analyses du Bilan prévisionnel 2025. Les besoins de renforcement du réseau sont moins importants dans la trajectoire de décarbonation lente

Les flux actuellement observés sur le réseau de grand transport sont caractéristiques du mix électrique historique : ils sont principalement orientés des grands bassins de production nucléaire et hydraulique (vallée de la Loire, vallée du Rhône, Normandie...) vers les grands pôles de consommations (grandes agglomérations et zones industrialisées).

La cartographie des flux établie dans le SDDR est cohérente avec celle qui résulte des trajectoires étudiées au sein du Bilan prévisionnel 2025. En particulier, dans la trajectoire de décarbonation lente combinée à une poursuite du développement des renouvelables (rythme R3), les régimes de flux sont similaires (sud ↔ nord et ouest → est) à ceux observés dans scénarios étudiés dans le SDDR et sont le reflet d'un déséquilibre production/consommation entre l'ouest et l'est du territoire.

Sans renforcement du réseau, ces flux conduisent à l'apparition de congestions sur le réseau. Les zones concernées sont les mêmes que celles identifiées dans le SDDR (Massif central, Normandie – Val de Loire – Paris, Est, Façade atlantique, Ouest Pyrénées, Lyonnais, Occitanie).

Figure 5.52

Description des nouveaux régimes de flux sur le réseau de transport sous l'effet de la transformation du mix électrique. Ces flux viennent s'ajouter aux flux actuels sur le réseau

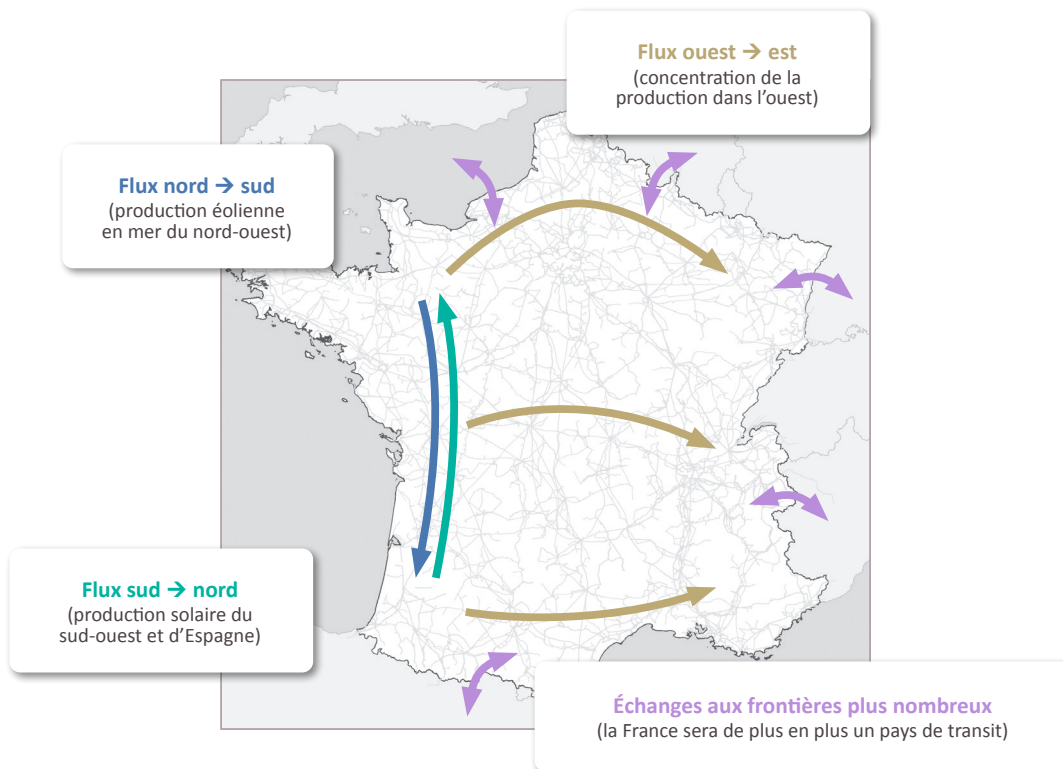
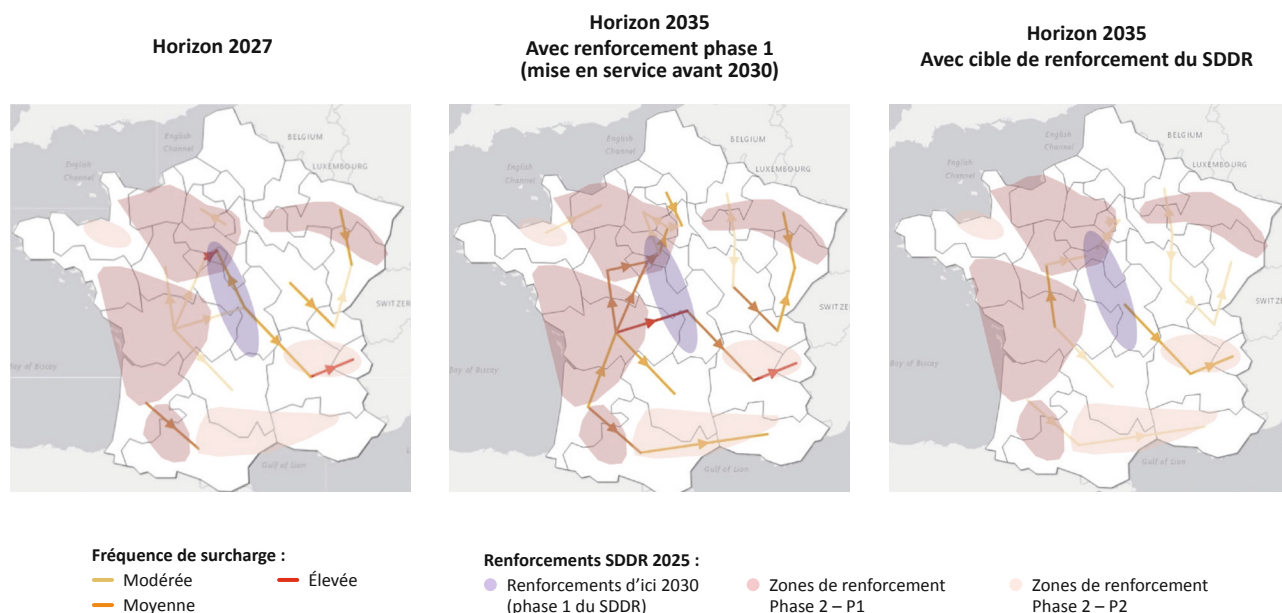


Figure 5.53 Fréquence de surcharge dans les zones de renforcement identifiées dans la SDDR



À l'horizon 2035, sans renforcement du réseau, les volumes de congestion se situent néanmoins en retrait par rapport aux scénarios étudiés dans le SDDR. Les coûts de *redispatching* baissent d'environ 25 % par rapport au scénario étudié dans le SDDR. Les zones Façade atlantique, Ouest Pyrénées, Occitanie et Est sont les plus concernées par cette évolution des besoins.

Le diagnostic du Bilan prévisionnel confirme les besoins de renforcement du réseau l'horizon 2030 et la pertinence d'une stratégie adaptable en fonction du rythme effectif d'électrification

Le SDDR a proposé une stratégie en deux phases :

- (i) **Une phase 1 correspondant à la mise en service de projets connus d'ici 2030 (à l'exception d'un projet dont la mise en service est prévue après 2030).** Ces projets répondent à plusieurs besoins

(modernisation de l'axe historique du Massif central, renforcement des échanges d'électricité en Europe, accueil de la production renouvelable). Le principal enjeu est la finalisation des procédures administratives et la planification des chantiers ;

- (ii) **Une phase 2 qui identifie sept zones géographiques au sein desquelles des renforcements du réseau à très haute tension sont nécessaires mais où les projets restent encore à définir pour des mises en service échelonnées entre 2030 et 2040.**

Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 confirment que les projets de renforcement de la phase 1 identifiés pour une mise en service avant 2030 (projets du Massif central et du Centre), sont sans regret et indispensables pour accueillir la consommation, les moyens de production et la nouvelle interconnexion avec l'Espagne (Golfe de Gascogne) prévue d'ici 2028.

Ces renforcements permettent de diviser par deux le volume de *redispatching* annuel dans les prochaines années, même dans des configurations très ralenties d'installation de nouvelles capacités de production renouvelable en France (type R1) couplées à des trajectoires de consommation de stagnation ou de décarbonation lente. Ces projets sont mutualisés avec la modernisation de l'axe historique du réseau du centre de la France. Les lignes concernées comptent parmi les plus anciennes de France (certaines datent des années 1930) et ne sont pas adaptées au changement climatique, en particulier à l'augmentation des températures. Ce renforcement a par ailleurs été construit pour offrir des opportunités de développement économique pour les territoires en augmentant les capacités de raccordement pour les consommateurs (c'est par exemple le cas dans la zone de Châteauroux en région Centre). Le renforcement de cette partie du réseau ne répond donc pas à des projections mais à des besoins constatés concrètement dans la gestion du système électrique.

Au-delà de 2030 (phase 2 du SDDR) et dans des trajectoires de stagnation de décarbonation lente, des projets de renforcements restent nécessaires dans les zones de renforcement identifiées dans le SDDR 2025. La cible de renforcement est inchangée mais les rythmes de mise en service, les dimensionnements et l'ordonnancement des projets peuvent évoluer, notamment en cas d'un moindre développement de la production décarbonée.

Cette situation offre la possibilité de préparer de manière plus séquencée le renforcement de la structure : à date, il est encore possible pour RTE d'identifier les structures de réseau nécessaires et d'ajuster in fine l'ordonnancement des projets, le démarrage des travaux et les dates de mise en service en fonction de l'évolution effective de la consommation et de la production.

Le besoin d'investissement dans la maîtrise du plan de tension et dans les moyens de gestion des flux dans certaines zones frontalières à l'est de la France est accentué par rapport à la trajectoire retenue dans le SDDR

Certaines zones géographiques sont déjà soumises à d'importants flux. C'est par exemple le cas des régions frontalières de l'Allemagne ou de la Suisse. Dans ces zones, RTE considère qu'il peut être opportun d'installer dans les prochaines années des dispositifs spécifiques de gestion des flux (par exemple : transformateurs-déphaseurs dans les postes électriques).

Par ailleurs, le SDDR 2025 emporte des investissements relatifs à la gestion de la tension et de la stabilité dans tous les scénarios (~2 Md€). La stratégie du SDDR repose sur 3 piliers dont la mise en œuvre est indissociable, à savoir : l'accélération de l'effort d'investissement en moyens de réglage de la tension sur le réseau de transport, l'accroissement des capacités de réglage fournies par les producteurs d'énergie renouvelable terrestre et par les stockeurs et une coordination accrue avec les gestionnaires des réseaux de distribution.

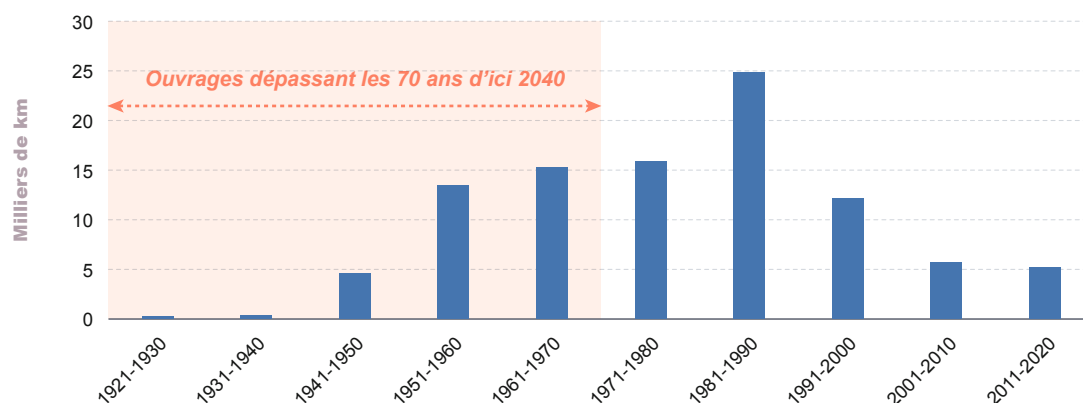
L'importance de ces investissements est confirmée et accentuée dans les scénarios du Bilan prévisionnel. Une partie de ces investissements devra être anticipée par rapport à la trajectoire proposée dans le SDDR.

Quelle que soit l'évolution du mix de production/consommation d'électricité, il existe un socle d'investissement à réaliser dans le réseau, notamment porté par le renouvellement et la mise en résilience du réseau au changement climatique

Le renouvellement, l'adaptation du réseau au changement climatique et la modernisation des réseaux de télécommunication constituent un socle d'investissement incompressible à hauteur de 24 Md€ sur la période 2025-2040.

Le réseau électrique actuel a été construit dans sa grande majorité au cours de la deuxième moitié du 20ème siècle. La stratégie de RTE, reposant sur la

Figure 5.54 Longueur de réseau de transport installé par décennie en France



maintenance et l'entretien du réseau, a permis de prolonger au maximum la durée de vie des différents ouvrages du réseau : 20 % des lignes aériennes ont aujourd'hui plus de 70 ans. Des investissements

pour le renouvellement du réseau sont désormais nécessaires et sont mutualisés avec les travaux de mise en résilience du réseau au changement climatique (risque incendie, inondations...).

5.5.3 Le Bilan prévisionnel 2025 conforte le diagnostic du SDDR 2025 sur l'impact du développement des interconnexions sur le réseau français et l'importance d'une planification plus intégrée des interconnexions et du réseau interne

Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 confirment l'intérêt économique des projets d'interconnexion français à mettre en service d'ici 2030

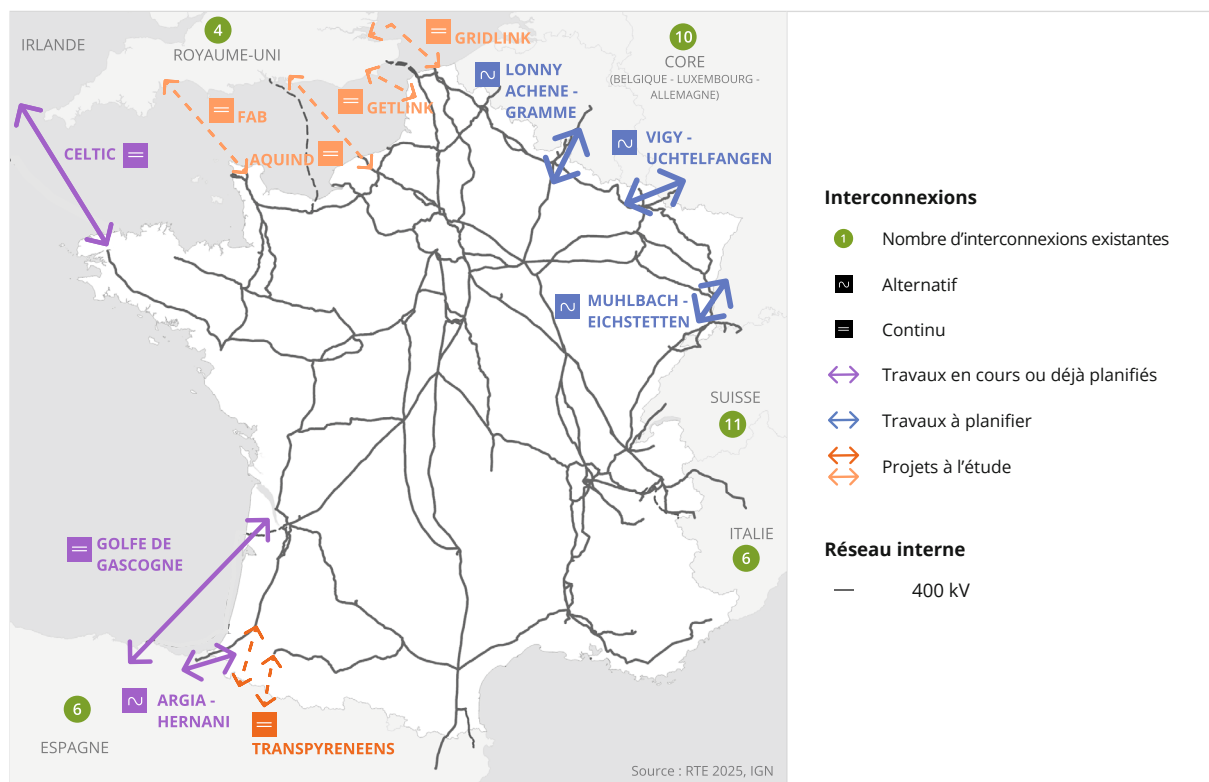
Cinq projets d'interconnexion sont en cours de développement aux frontières françaises et doivent être mis en service d'ici l'horizon 2030 : la liaison Golfe de Gascogne avec l'Espagne, la liaison Celtic Interconnector avec l'Irlande, ainsi que trois projets avec l'Allemagne et la Belgique sur les liaisons Muhlbach-Eichstettenn, Vigy-Uchtelfangen et Lonny-Achène-Gramme. Ces projets représentent un gain de capacité d'échange significatif pour le système européen, avec une hausse de capacité d'import d'environ 4 GW et d'export proche de 6 GW aux frontières françaises. **Au total, la France aura porté en dix ans sa capacité d'exports à 29 GW et sa capacité d'import à 24 GW.**

L'analyse coûts-bénéfices globale de ces cinq projets dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2025 confirme leur intérêt économique. Le bilan global est positif pour l'Europe et pour la France dans tous les scénarios étudiés. **La stratégie décrite dans le SDDR 2025 est donc inchangée :** ces projets demeurent « sans regret » et à réaliser en priorité d'ici 2030, tout nouveau projet d'interconnexion supplémentaire restant conditionné au renforcement préalable du réseau interne français.

À l'échelle européenne, la valeur socio-économique de ces cinq nouveaux projets d'interconnexion à l'horizon 2030 provient de deux effets complémentaires : d'une part, de la flexibilité apportée par le renforcement des échanges entre la plaque continentale et les péninsules électriques que sont l'Espagne et l'Irlande

Figure 5.55

Des projets d'interconnexion existent avec 5 des pays voisins de la France, à des stades de maturité variables, et permettront de renforcer la contribution de la France à l'intégration du réseau électrique européen



NB : Le graphique ci-dessus n'est pas exhaustif mais vise à montrer la diversité des possibilités. D'autres configurations sont possibles (p. ex. : 1 projet transpyrénéen et 2 projets FR-UK, etc.)

et, d'autre part, de la hausse des échanges vers l'est de l'Europe.

À titre d'exemple, dans la trajectoire de «décarbonation lente» combinée à un développement des renouvelables (rythme R3), l'Espagne et l'Irlande exportent leur surplus d'énergies renouvelables, évitant ainsi leur modulation, tandis que la France valorise son parc nucléaire. Cette production à bas coût et décarbonée vient remplacer de la production thermique à flamme (gaz, charbon) en Allemagne et dans l'Est de l'Europe. Cette optimisation du plan de production européen permis par de nouveaux échanges induit des économies sur les coûts du système électrique européen de l'ordre de 650 M€/an ainsi qu'une réduction des

émissions de CO₂ comprise autour de 3 millions de tonnes par an.

À l'horizon 2035, les scénarios du Bilan prévisionnel mettent en évidence un intérêt économique pour développer les capacités d'échanges avec les frontières à l'est de la France sous réserve que le réseau interne soit renforcé

Dans les scénarios où la France dispose d'excédents importants à exporter (trajectoire de «décarbonation lente» combinée à un développement rapide des EnR au rythme R3), l'intérêt des interconnexions vers l'Est de l'Europe se renforce.

Sur le plan théorique, le développement de capacités d'échange avec l'Allemagne ou la Belgique facilite l'évacuation de la production française vers des zones encore consommatrices d'électricité carbonée, maximisant ainsi les bénéfices environnementaux et économiques.

Néanmoins, le développement de nouvelles capacités d'échanges à l'est de la France aurait un impact sur la trajectoire de renforcement du réseau, en particulier dans les zones Est et Lyonnais. Conformément à la stratégie retenue dans le SDDR, RTE considère donc que les développements du réseau prévus dans la phase 2 du SDDR constituent des prérequis à tout développement supplémentaire de la capacité d'échanges entre la France et le reste de l'Europe.

Les surplus de capacité à l'ouest de l'Europe réduisent l'intérêt de nouvelles interconnexions à

l'ouest de la France à horizon 2035-2036. Dans les scénarios où l'Espagne et le Royaume-Uni sont également excédentaires en termes de production, le développement de nouvelles interconnexions avec ces pays pourrait ne pas s'avérer pertinent et doit être précédée du développement de l'interconnexion à l'est de la France et des renforcements du réseau interne.

Dans tous les scénarios étudiés, il demeure un intérêt au développement de l'interconnexion entre la France et ses voisins (même si l'ordonnancement des frontières peut différer en fonction des scénarios retenus). Les conclusions du SDDR 2025 sont inchangées : la planification coordonnée de l'interconnexion et du réseau interne est un prérequis pour s'assurer que les interconnexions puissent effectivement être utilisées.