

3

LA PRODUCTION ET LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

LA PRODUCTION ET LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ : UNE PRODUCTION BAS-CARBONE AUJOURD'HUI ABONDANTE, QUI CONSTITUE UN ATOUT POUR ACCOMPAGNER L'ÉLECTRIFICATION

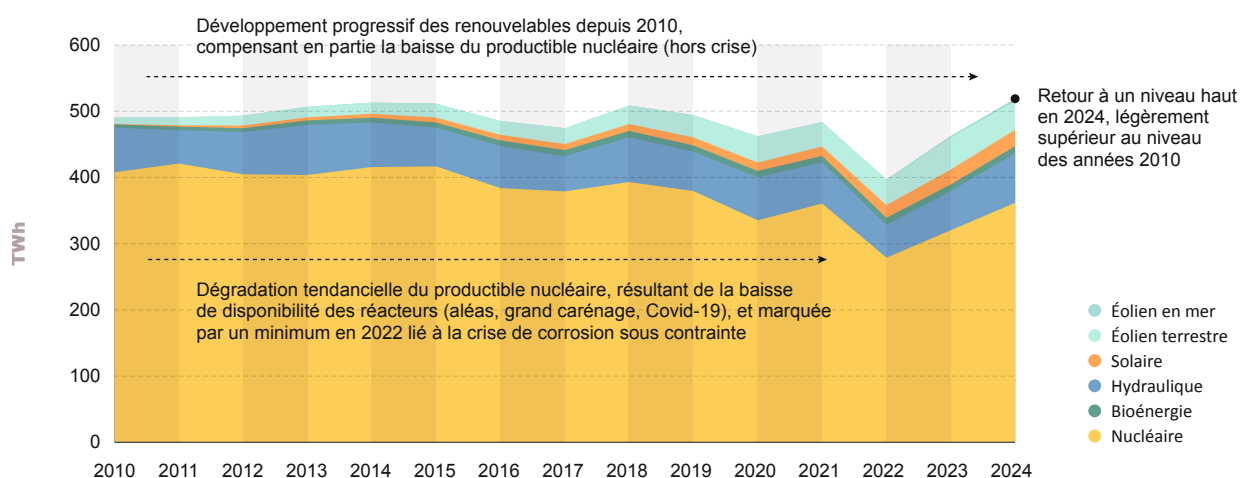
3.1 La production électrique française a crû fortement depuis 2022 et atteint un niveau de décarbonation inédit en 2024 permettant d'accueillir de nouveaux usages

3.1.1 La production électrique française a continué de croître en 2024 et renoue avec des niveaux pré-crise

Le système électrique français est constitué de longue date d'une production d'électricité très largement bas-carbone reposant sur le nucléaire, l'hydraulique et plus récemment l'éolien et le solaire. La part de l'électricité décarbonée dans le mix

atteint aujourd'hui environ 95 %, conférant au mix électrique français un contenu carbone parmi les plus bas du monde (21,7 gCO₂eq/kWh en 2024). En complément de ce socle décarboné, la France dispose d'un petit nombre de centrales thermiques

Figure 3.1 Évolution de la production bas-carbone sur la période 2010-2024



fossiles qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement pour le passage des pointes hivernales.

Le socle de production d'électricité française, abondant par rapport aux besoins d'électricité en France et très compétitif sur le marché de l'électricité européen du fait des coûts variables faibles du nucléaire et des renouvelables, a permis au pays d'exporter des volumes importants d'électricité depuis le début des années 2000, à l'exception de l'année 2022 marquée par la crise de la corrosion sous contrainte ayant affecté fortement la disponibilité du parc nucléaire.

Au cours des quinze dernières années, le mix électrique français a poursuivi sa décarbonation, avec la fermeture de plusieurs centrales thermiques parmi les plus émettrices de gaz à effet de serre (centrales au charbon et au fioul) et en s'appuyant sur la prolongation du nucléaire et le développement des renouvelables. Alors que les besoins d'électricité sont restés globalement stables voire légèrement baissiers, le développement des énergies renouvelables a permis d'accompagner la fermeture des centrales thermiques et de compenser, en partie, la tendance baissière de la disponibilité du nucléaire observée à partir de la fin des années 2010.

Sur cette période, la production du parc nucléaire a en effet baissé, mais cette baisse n'est en rien liée au développement des énergies renouvelables : elle découle de la dégradation de la disponibilité des

réacteurs, successivement affectée par un planning de maintenance particulièrement chargé dans le contexte du Grand carénage, puis par la crise sanitaire du Covid-19 qui a désorganisé les calendriers d'arrêts et enfin par la détection d'un défaut générique provoqué par le phénomène de corrosion sous contrainte ayant conduit à de nombreux arrêts de réacteurs pour des contrôles et des réparations. Entre 2019 et 2022, le volume de production d'électricité bas-carbone s'est par conséquent légèrement affaïssé, le développement de l'éolien et du solaire ne compensant pas totalement la baisse de la disponibilité nucléaire.

Après une année 2022 marquée par une triple crise sur la production nucléaire, sur la production hydraulique et sur l'approvisionnement en gaz, l'année 2024 a vu la production d'électricité française remonter à un niveau élevé, comparable à celui de la période pré-crise (fin des années 2010), avec près de 540 TWh de production.

Cette performance découle de plusieurs facteurs : le redressement rapide de la production nucléaire à l'issue de la crise de corrosion sous contrainte, une production hydraulique exceptionnelle, au plus haut depuis 2013 (75 TWh en 2024), et enfin, la croissance soutenue de la production éolienne et solaire. Dans le même temps, la production d'électricité d'origine fossile a connu son niveau le plus faible depuis le début des années 1950, soit un niveau inférieur – pour la première fois – à la production solaire.

3.1.2 Le débat sur la production d'électricité a basculé rapidement d'une inquiétude sur le risque d'une progression trop lente de l'offre par rapport à la demande à une crainte sur les conséquences d'une très forte abondance de production

Au cours des dernières années, le débat sur la production d'électricité, historiquement très polarisé autour de la place du nucléaire et des énergies renouvelables en France, a évolué selon différents cycles.

Après un débat sur l'opportunité de diversifier le mix électrique et de rééquilibrer la part du nucléaire et des énergies renouvelables, le début des années 2020 a marqué une rupture, liée notamment à l'accélération de la lutte contre le changement

climatique, qui implique une sortie des énergies fossiles plus rapide et plus profonde que précédemment envisagée. Ceci conduit à réviser à la hausse les projections de consommation d'électricité et a conduit à un relatif consensus sur l'intérêt pour la France de maximiser sa production d'électricité bas-carbone en s'appuyant notamment sur la prolongation des réacteurs nucléaires existants et le développement des énergies renouvelables et du nucléaire.

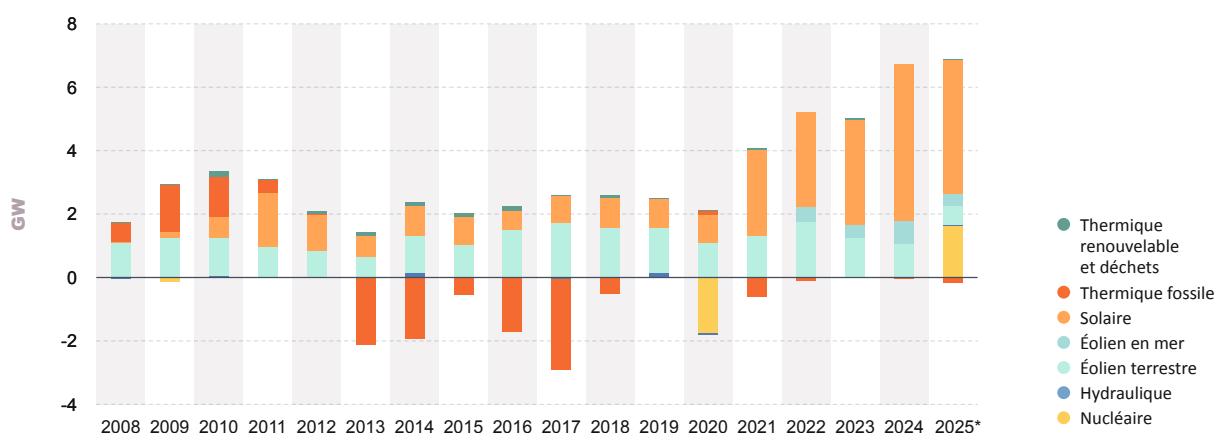
Plus spécifiquement, en 2022-2023, à la suite de la crise de la corrosion sous contrainte, la discussion publique s'oriente autour de la nécessité d'accélérer le développement de la production bas-carbone, nucléaire et renouvelables, afin de redresser la production d'électricité et de couvrir les nouveaux besoins d'électricité associés à la décarbonation et à la réindustrialisation. Le débat public fait alors ressortir une inquiétude sur le fait que le volume global de production d'électricité bas-carbone soit insuffisant à moyen terme.

Ceci s'observe par exemple dans les nombreuses réponses à la consultation publique menée pour le cadrage du Bilan prévisionnel 2023 : celles-ci montrent un large consensus des parties prenantes pour accélérer le développement de la production bas-carbone, en parallèle de l'accroissement des efforts d'efficacité et de sobriété énergétique, en vue d'accompagner la bascule des énergies fossiles vers l'électricité et de garantir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement. En termes de politiques publiques, cette période donne lieu à la loi d'accélération du nucléaire et la loi d'accélération de la production d'énergie renouvelable.

Ces réformes ont progressivement porté leurs fruits : même si le rythme de développement des énergies renouvelables est moins dynamique que dans d'autres pays qui doivent décarboner leur production d'électricité, il a atteint un niveau record en 2024 avec près de 7 GW de nouvelles capacités renouvelables installées dont près de trois-quarts correspondant à des installations solaires photovoltaïques (+5 GW). Cette dynamique s'est poursuivie en 2025 avec en particulier un rythme de développement qui continue de s'accroître pour le solaire. La filière éolienne en mer poursuit en parallèle son développement avec la mise en service des parcs de Fécamp et de Saint-Brieuc portant à 1,5 GW les capacités éoliennes en mer en France.

Dans le même temps, le redressement rapide de la production nucléaire combinée à la stagnation de la consommation depuis la crise énergétique conduit à une situation de forte abondance de production par rapport à la consommation. Celle-ci se traduit par des prix bas de l'électricité et s'avère ainsi très favorable en vue d'accélérer l'électrification des usages et d'attirer de nouveaux sites industriels en France. Elle génère cependant aussi de nouvelles craintes sur les plans techniques (pour la gestion des périodes de surproduction

Figure 3.2 Évolution du parc français de production d'électricité par filière de 2008 à 2025



* Données provisoires

Source : RTE

notamment) et économiques (multiplication des épisodes de prix négatifs), surtout dans la perspective où la situation de surcapacité se prolongerait pendant quelques années.

Dans ce contexte, le débat énergétique a donc très rapidement basculé vers une crainte

que la production se développe de manière trop rapide et trop anticipée par rapport à la consommation. Cette alternance de cycles de sous-capacité et de surcapacité électrique n'est pas un phénomène nouveau mais elle s'est manifestée sur une période très courte au cours des toutes dernières années.

3.1.3 Tenant compte du contexte actuel et des retours de la concertation, RTE a étendu le spectre de trajectoires de production étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025

L'actualisation des perspectives de mix électrique menée dans le Bilan prévisionnel 2025 s'inscrit dans ce contexte marqué par un décalage entre le rythme de développement soutenu de la production et la stagnation de la consommation.

L'un des principaux enseignements du Bilan prévisionnel 2025 s'agissant de la production d'électricité est que la période de crainte d'un manque de production bas-carbone pour alimenter les nouveaux usages est révolue pour au moins plusieurs années (sauf en cas de nouvelle crise sur la production nucléaire). Le rythme de développement de la production d'électricité en France est ainsi suffisant pour accueillir les projets de décarbonation et de réindustrialisation, sans conflit d'usage entre les secteurs, et en leur permettant un accès à une électricité quasi-totalement décarbonée.

Concrètement, la France dispose d'une marge exportatrice déjà importante et développe l'équivalent de 10 TWh environ de production renouvelable supplémentaire chaque année. En poursuivant le développement des renouvelables terrestres et de l'éolien en mer, il est ainsi largement possible de couvrir les nouveaux besoins en électricité dans la trajectoire de décarbonation rapide de consommation pour les dix prochaines années.

L'ajustement à la baisse des besoins d'électricité dans la trajectoire de décarbonation rapide par rapport à la vision présentée dans le Bilan prévisionnel 2023 offre par ailleurs la possibilité de prioriser le développement des moyens pour optimiser les coûts et les retombées économiques pour la France (par exemple, lissage du développement de l'éolien en mer par rapport à l'objectif initial de

18 GW en service en 2035 afin de maximiser le contenu France du raccordement).

En revanche, la situation actuelle de surcapacité par rapport à la consommation génère de nouvelles interrogations dans le débat public.

Dans un contexte d'atonie de la consommation d'électricité, le système électrique français rencontre ainsi de plus en plus fréquemment des épisodes de forte abondance de production bas-carbone au printemps et en été, une tendance qui s'est largement poursuivie en 2025. En parallèle, le développement d'énergies renouvelables en Europe, avec près de 60 GW de nouvelles capacités installées en 2024 (au périmètre de 16 pays européens modélisés, voir chapitre 4 sur les hypothèses européennes) pourrait limiter les débouchés à l'export de la production bas carbone française.

Dans ces situations, l'ensemble du parc bas-carbone en France est amené à moduler sa production à la baisse en réaction aux prix de marché plus bas voire négatifs : le parc hydraulique pilotable (réservoirs lacs ou STEP), le parc nucléaire – exploité pour moduler en fonction des prix de marché et qui ajuste donc sa production à la baisse dans l'après-midi et durant le week-end –, et de manière croissante l'éolien et le solaire, qui écrètent leur production en période de prix négatifs.

La possibilité de piloter ces installations pour réduire leur production en cas de surplus constitue un enjeu majeur pour l'exploitation du système, et ce d'autant plus dans des configurations de faible croissance de la demande. Elle nécessite de s'assurer de la faisabilité opérationnelle de telles actions (que ce soit sur le marché spot, au sein

des périmètres de responsable d'équilibre, ou dans la fenêtre opérationnelle de RTE), une capacité qui s'apprécie différemment entre les installations de grande taille plus aisément pilotables et celles diffuses (notamment les installations photovoltaïques résidentielles par exemple). Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE a donc défini des hypothèses portant non seulement sur le rythme de développement des différentes filières et leur disponibilité mais également sur leur capacité de modulation.

La multiplication des situations d'abondance de production ces deux dernières années soulève par ailleurs de nombreuses questions des parties prenantes quant à l'intérêt de poursuivre le développement de la production à un rythme très soutenu. En particulier, alors que la croissance de la production renouvelable s'est faite dans une logique essentiellement additive par rapport à la production nucléaire jusqu'à maintenant et a permis de décarboner la production d'électricité en France et dans le reste de l'Europe (via les exports), l'accroissement des besoins de modulation du nucléaire et des écrêtements renouvelables ces derniers mois interroge sur la possibilité que le développement de la production renouvelable soit entré dans une phase de substitution partielle entre énergies bas-carbone.

Au cours de la concertation, de nombreux acteurs ont ainsi demandé l'analyse de trajectoires contrastées sur le développement de la production bas-carbone, incluant la possibilité de ralentir voire d'arrêter le développement des filières renouvelables. Ceci a conduit RTE à étendre son dispositif d'étude et à croiser plusieurs trajectoires possibles d'évolution de la consommation (détaillées dans le chapitre 2) avec de nombreuses hypothèses de développement de la production (plusieurs rythmes de développement des renouvelables, plusieurs hypothèses de disponibilité du nucléaire et de capacité de modulation, etc.), détaillées dans la suite de ce chapitre. Ceci permet de fournir un éclairage détaillé des conséquences associées aux différentes dynamiques possibles en matière de consommation et de production : les résultats des analyses sont restitués dans les chapitres 5 (fonctionnement technique du système) et 6 (analyse économique).

Les analyses montrent que les leviers ne se situent pas seulement sur l'ajustement du rythme de la production mais doivent en premier lieu porter sur l'accélération de la transformation des usages énergétiques et en particulier de la bascule des fossiles vers l'électricité.

3.2 Le parc nucléaire : un rétablissement rapide de la disponibilité du parc et des interrogations sur l'évolution des besoins de modulation

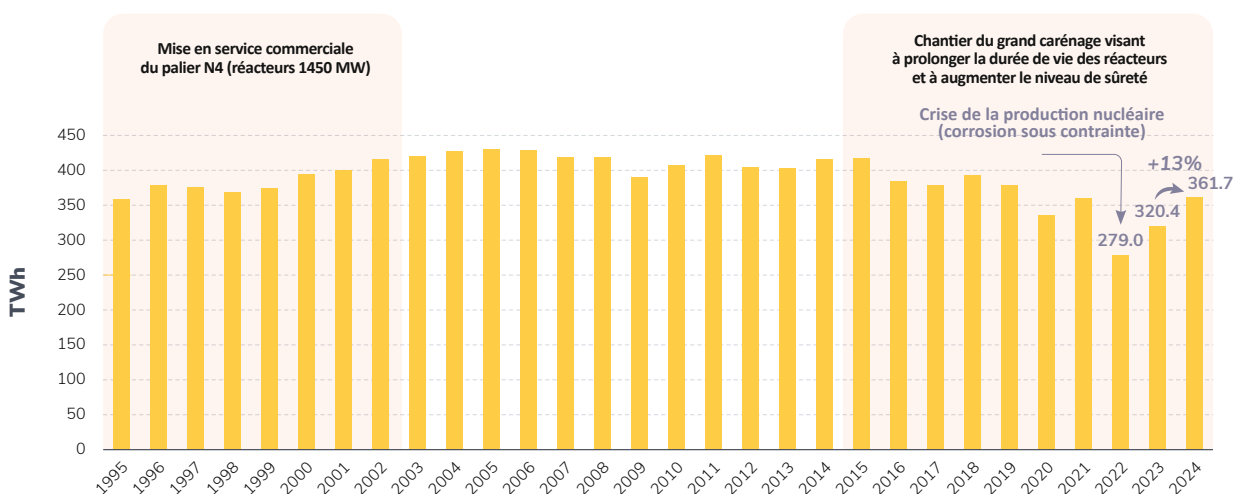
3.2.1 Un rétablissement rapide de la production du parc et la mise en service de l'EPR de Flamanville

Alors que l'année 2022 avait été marquée par une production nucléaire historiquement faible du fait de la crise de la corrosion sous contrainte, les années suivantes ont donné lieu à une remontée rapide de la production nucléaire : celle-ci a atteint 362 TWh en 2024 (+13% par rapport à 2023). Cette dynamique de remontée est plus rapide que ce qui avait été projeté en 2023, à l'issue de la crise de corrosion sous contrainte : le Bilan Prévisionnel 2023 était ainsi fondé sur une hypothèse prudente de retour à une cible de production de 360 TWh/an à partir de 2026-2027.

Cette hausse du niveau de production s'observe aussi sur la disponibilité hivernale du parc de réacteurs qui a atteint environ 51 GW sur l'hiver 2024-2025 (moyenne de décembre 2024 à fin février 2025), soit un niveau nettement plus élevé que lors de la crise mais qui reste inférieur aux standards du début des années 2010.

Au-delà de l'augmentation de la production des réacteurs de seconde génération, le parc nucléaire voit sa capacité augmenter avec la mise en service progressive de l'EPR de Flamanville qui produit ses premiers volumes d'électricité sur le réseau depuis fin 2024. Le nouveau réacteur subit toutefois toujours des aléas associés aux essais et à la montée en puissance, qui ont notamment conduit à un arrêt à partir de mi-juin 2025 à la suite de la détection d'une fuite sur une soupape de protection du circuit primaire principal. Le réacteur a été recouplé au réseau le 15 octobre et a atteint pour la première fois 100 % de sa puissance brute le 14 décembre, avec l'injection sur le réseau de 1570 MW. Le réacteur effectuera ensuite un premier cycle de production jusqu'en septembre 2026, avant l'arrêt pour la première visite complète de plusieurs mois (avec changement du couvercle) puis une nouvelle campagne jusqu'au rechargement suivant vers fin 2028.

Figure 3.3 Évolution de la production nucléaire en France entre 1995 et 2024



Source : Bilan électrique 2024 – RTE

3.2.2 Compte tenu de l'amélioration de la performance du parc nucléaire, RTE réhausse légèrement les cibles de production à court et moyen terme dans le Bilan prévisionnel 2025

Le Bilan prévisionnel 2023 retenait en trajectoire de référence une cible de production de 360 TWh/an à moyen terme traduisant la vision moyenne des différentes combinaisons d'évolution du parc installé et de disponibilité. D'autres variantes hautes et basses avaient également été testées couvrant un spectre allant de 330 TWh jusqu'à environ 400 TWh (en production moyenne annuelle). Pour les prochaines années, le parc existant reste confronté à des enjeux de disponibilité, notamment liés au vieillissement des tranches, à la durée des visites décennales et à la possibilité de prolonger l'exploitation des réacteurs à l'issue de la cinquième visite décennale (la première VD5 est planifiée en 2029 pour Tricastin 1). Par ailleurs, les défauts de corrosion sous contrainte (CSC) apparus fin 2021 ont pour la plupart été traités mais sont toujours sous surveillance, avec d'ultimes contrôles réalisés en 2025. À ce titre, un phénomène de corrosion sous contrainte a été détecté en juin 2025 sur Civaux 2 mais ne s'est traduit que par un très léger allongement de l'arrêt entre le 15 et le 22 juillet 2025.

Le 13 octobre 2025, EDF a réhaussé ses prévisions de production (EPR de Flamanville inclus) qui se situent dans la fourchette 365-375 TWh pour l'année 2025. L'exploitant a dans le même temps maintenu sa cible initiale de 350-370 TWh pour les années 2026 et 2027.

Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE a, comme pour les précédentes études, étudié plusieurs variantes sur la disponibilité du parc nucléaire afin d'analyser les impacts sur l'équilibre offre-demande.

Une première trajectoire de référence de la disponibilité du parc nucléaire (cas de base) est construite à partir de l'historique des déclarations issues de la plateforme REMIT, en considérant d'une part

des prudences issues du retour d'expérience des retours d'arrêt des années passées et d'autre part des améliorations liées au déploiement du programme START 2025¹ qui vise à améliorer la performance des arrêts des réacteurs.

Dans ce cas de base, l'actualisation des trajectoires donne une disponibilité hivernale moyenne² d'environ 51 GW à l'hiver 2026-2027 (l'EPR de Flamanville étant considéré en arrêt sur le cœur de l'hiver) et d'environ 51 à 52 GW sur les horizons 2030-2031 et 2035-2036 (hypothèse prudente mais en très légère hausse par rapport au Bilan prévisionnel 2023 et assortie d'une plus forte dispersion par rapport à 2026-2027).

Ces niveaux de disponibilité³ déterminent la contribution du parc nucléaire à la sécurité d'approvisionnement et pourraient conduire à un niveau de productible moyen d'environ 365 TWh par an (EPR de Flamanville inclus), en légère hausse par rapport aux projections de référence du Bilan prévisionnel 2023 conformément aux informations remontées par l'exploitant sur l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire.

Ces volumes de productible s'entendent sous l'hypothèse d'un volume usuel de modulation (cf. section suivante). En pratique, selon modalités d'exploitation, la flexibilité considérée sur les groupes et selon les débouchés économiques, les volumes de modulation pourraient réduire sensiblement le niveau de production effectif, *a fortiori* dans la trajectoire de décarbonation lente de non-atteinte des objectifs (cf. chapitre 2 pour les hypothèses de consommation et chapitre 5 pour les résultats d'analyses sur le fonctionnement du système).

Afin d'assurer la robustesse de ses analyses sur le fonctionnement du système, RTE s'est attaché à

1. Selon EDF (CP du 13/10), « à fin septembre, 18 arrêts sur 33 ont été plus courts qu'anticipés en 2025 »

2. Moyenne sur les mois de décembre à février, soit une métrique potentiellement différente de la contribution au mécanisme de capacité.

3. Comme dans le Bilan prévisionnel 2023, cette disponibilité moyenne est assortie d'une forte dispersion dans les simulations probabilistes couvrant un intervalle important qui se reflète dans la production annuelle obtenue en sortie et qui peut atteindre la même gamme de production d'environ 280 à environ 410 TWh (pour un volume usuel de modulation).

tester en complément plusieurs variantes de disponibilité du parc nucléaire.

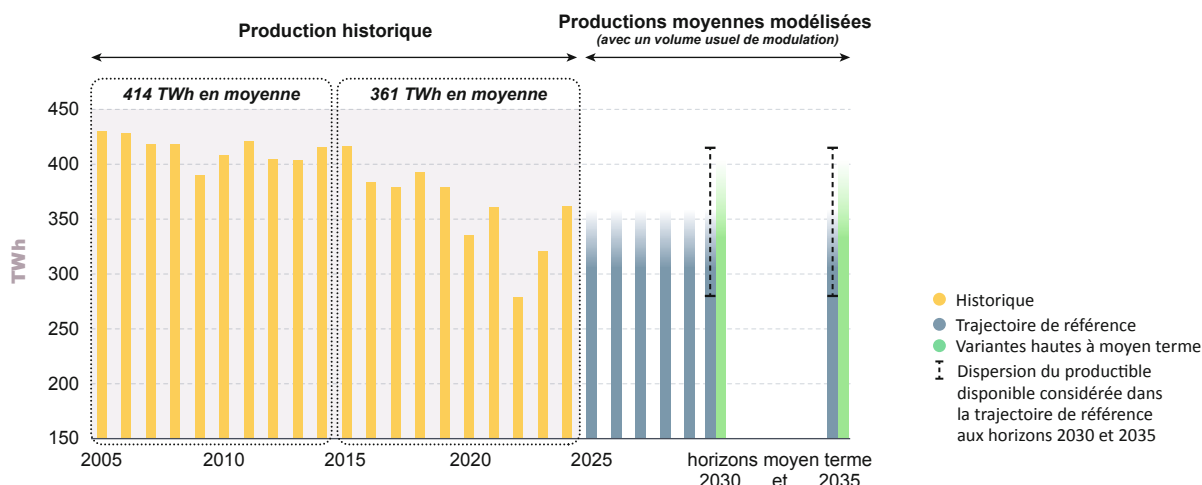
- Une variante haute, correspondant à une cible de production d'environ 380 TWh (avec une hypothèse de volume de modulation un peu plus important) et une disponibilité hivernale d'environ 55 GW, a ainsi été étudiée afin de refléter l'effet d'une meilleure performance du parc nucléaire. Ce type de configuration pourrait être induite à la fois par une amélioration notable de la disponibilité du parc par rapport aux dernières années et/ou par des augmentations de puissance sur certains réacteurs.

Si l'atteinte d'une production supérieure, allant par exemple jusqu'à 400 TWh par an à terme, apparaît possible sur le plan technique, elle serait selon EDF conditionnée à la mise en œuvre des projets d'augmentation de puissance des réacteurs existants, qui sont à l'étude et sur lesquels RTE dispose de peu d'informations à la date de réalisation des études du Bilan prévisionnel 2025. Ces projets, qui peuvent concerner des modifications plus ou moins importantes des

réacteurs (turbine, chaudière, etc.), mettraient dans tous les cas du temps à se concrétiser (études de sûreté approfondie, dialogue avec l'autorité de sûreté et autorisations, mise en œuvre des modifications sur les équipements...). Un tel niveau de production nécessiterait également une bonne performance de l'ensemble du parc nucléaire existant.

- Une variante basse, correspondant à un niveau de production d'environ 320 TWh et une disponibilité hivernale d'environ 46 GW, a enfin été testée afin d'évaluer la résilience du système électrique à des niveaux de disponibilité dégradés pour le parc nucléaire, proches de ceux observés lors de la sortie de crise de la corrosion sous contrainte (production de 2023, et disponibilité de l'hiver 2023-2024). Ceux-ci pourraient résulter par exemple d'un hypothétique nouvel aléa générique sur le parc nucléaire nécessitant de nombreux arrêts pour contrôles et réparations ou encore d'éventuelles fermetures anticipées de réacteurs nucléaires qui seraient rendues nécessaires pour des raisons de sûreté.

Figure 3.4 Trajectoires d'évolution du productible nucléaire (avec l'EPR de Flamanville)



3.2.3 Le niveau de flexibilité du parc électronucléaire est un déterminant important de l'équilibre offre-demande pour les prochaines années

Au-delà de la disponibilité globale du parc nucléaire, sa capacité à moduler la production en période de faible demande résiduelle a été largement commentée ces derniers mois, en particulier au cours du printemps et de l'été 2025. RTE avait déjà consacré des analyses spécifiques sur cette question dans le dernier Bilan prévisionnel 2023 (cf. chapitre 6) mais cette problématique constitue un enjeu important pour le dimensionnement optimal du système électrique en capacité et en flexibilité, *a fortiori* dans les nouvelles trajectoires de consommation étudiées.

L'analyse du Bilan prévisionnel 2023 montrait en particulier que le volume historique annuel de « production non utilisée » (lié à la modulation ainsi qu'à d'autres causes) a varié autour d'une moyenne de l'ordre de 30 TWh depuis une quinzaine d'années (hors années atypiques)⁴. Cette capacité de modulation du parc nucléaire français a été prévue dès la conception du parc de réacteurs afin de concilier sa part importante dans le mix électrique avec la couverture d'une consommation variable au cours de l'année, notamment en fonction des conditions météorologiques.

La modulation de la production des réacteurs n'est donc pas un phénomène nouveau et remonte à une période antérieure au développement des énergies renouvelables en France et en Europe. En s'appuyant sur les données publiées par la CRE dans son rapport sur l'évaluation du coût du nucléaire⁵, l'analyse de l'historique long montre notamment que des volumes de modulation particulièrement importants ont été observés au début des années 2000, à une époque marquée justement par une situation de surcapacité de la production par rapport à la consommation.

En revanche, la nature de la modulation tend à évoluer : celle-ci intervient de manière croissante sur des périodes de forte production

renouvelable, notamment au moment du pic solaire en milieu de journée, alors que les prix deviennent très faibles et atteignent des niveaux inférieurs aux coûts variables du nucléaire, autrement dit dans des périodes d'absence de débouchés. Ces dernières, initialement marginales, se sont fortement accrues en 2024 du fait notamment de la stagnation de la consommation.

Sur les prochaines années, la maîtrise du volume de modulation totale dépendra en partie de la faculté à mutualiser les diverses modulations dans le respect des contraintes techniques et organisationnelles en termes de profondeur, de durée de modulation ou encore de préavis. En effet, dans un contexte industriel contraint (planification des essais et programmes de maintenance...), la concomitance des différents besoins de modulation du parc nucléaire et la faculté à pouvoir mutualiser les besoins constitue un point d'incertitude qui devra être approfondi dans de prochaines études. Dans sa réponse à la consultation publique, EDF a indiqué mener de son côté une étude étendue sur la modulation du parc nucléaire dite « étude 360 degrés ».

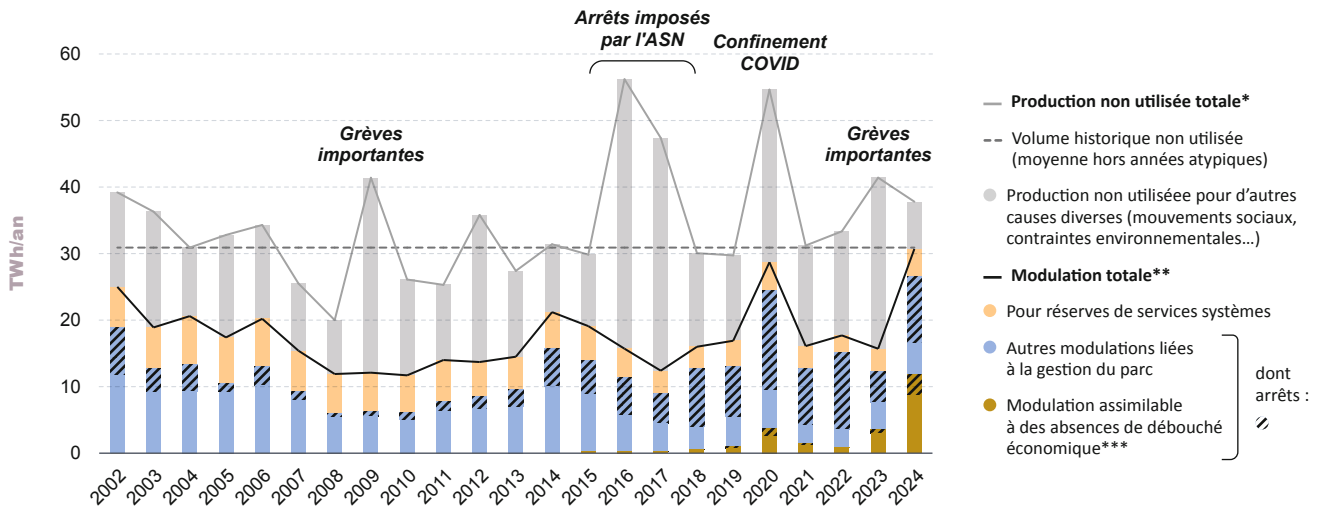
De manière générale, dans un système durablement marqué par une forte abondance de production décarbonée à faible coût variable, la perspective d'une forte augmentation de la modulation pour absence de débouchés présenterait vraisemblablement des défis importants sur les plans technique, industriel et organisationnel, notamment pour l'exploitation du parc et pour la programmation des opérations de maintenance, de contrôles et d'essais. Ceci conduit à des incertitudes sur la faculté effective de modulation du parc nucléaire face à ce type de situation.

Dans le débat public, de nombreux acteurs tendent ainsi à interroger l'opportunité de limiter la modulation des réacteurs nucléaires à l'avenir, en vue de maximiser sa performance et sa longévité. RTE n'est

4. La production non utilisée totale est calculée à partir du coefficient d'utilisation ou Ku (cf. rapport d'EDF sur les faits et chiffres 2021). Elle englobe aussi bien les volumes de modulation que les autres volumes de production non utilisée. Ce terme est plus précis que celui utilisé dans le Bilan prévisionnel 2023.

5. Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028, CRE (septembre 2025)

Figure 3.5 Évolution des volumes de production non utilisée et de modulation du parc nucléaire sur la période 2002-2024



(*) La production non utilisée totale est calculée à partir du coefficient d'utilisation ou Ku (cf. rapport EDF faits-et-chiffres-2021). Elle englobe aussi bien les volumes de modulation que les autres volumes de production non utilisée. Ce terme est plus précis que celui utilisé dans le Bilan prévisionnel 2023.

(**) La modulation totale est obtenue à partir des données publiées par la CRE dans son rapport sur « L'évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028 » publié en septembre 2025, en additionnant la modulation dite « économique » et celle correspondant aux services système. Ces volumes sont cohérents avec ceux communiqués par EDF pour 2023 et 2024 (auditions de L. Rémond du 21/04/25 et de B. Fontana du 30/04/25).

(***) La modulation assimilable à des absences de débouchés économiques est estimée par RTE à partir de la production réalisée sur chaque heure (publiée sur ÉCO2Mix), des disponibilités déclarées dans Transparence et de l'analyse des périodes de prix spot faibles (prix < 6 €/MWh).

aujourd'hui pas en mesure de se prononcer à propos de l'impact de la modulation du parc nucléaire sur le vieillissement des matériels, sur la performance du parc ou encore sur la compatibilité de la modulation avec les contraintes organisationnelles et industrielles et sur le « meilleur arbitrage » pour l'exploitation du parc nucléaire : ces analyses relevant de l'exploitant du parc nucléaire (EDF) et, dans une certaine mesure, des institutions et organismes spécialisés (centres de recherche, autorité de sûreté...).

En revanche, dans le cadre des études du Bilan prévisionnel, RTE peut évaluer les conséquences pour l'équilibre du système électrique associé à différentes variantes sur le niveau de flexibilité du parc nucléaire. Pour ce faire, RTE a modélisé différentes configurations

caractérisées par de potentielles contraintes sur le volume total de modulation du nucléaire à l'échelle annuelle ou à l'échelle hebdomadaire, sur le niveau minimal de nucléaire à chaque instant (talon) ou encore en utilisant différentes hypothèses sur les contraintes techniques des groupes (puissance minimale de fonctionnement, durée minimale d'arrêt/redémarrage⁶) et sur les modalités de gestion du stock de combustible et de programmation des arrêts de tranches. Ces différents paramétrages ne reflètent pas uniquement les capacités techniques constructives, qui sont généralement connues même si elles peuvent varier en fonction des réacteurs, mais également des contraintes organisationnelles ou techniques qui peuvent statistiquement affecter la faculté des réacteurs à moduler plus ou moins fortement.

6. Notamment (i) une puissance minimale du parc de l'ordre de 60 %, 75 % ou 80 % de la puissance nominale des tranches en marche (ces valeurs sont obtenues à partir des données REMIT, elles sont supérieures à la valeur constructive de 20 % du fait de contraintes techniques ou d'essais) et (ii) durées minimales d'arrêts de 24 h ou 42 h, selon les variantes.

Dans le détail, les analyses du Bilan prévisionnel 2025 intègrent en particulier deux grands types de comportement de modulation :

- **une hypothèse de faculté de modulation dite « libre » (cas de base) :** dans cette configuration, la modulation du parc dépend essentiellement des prix et de l'occurrence de prix faibles. Concrètement, cette modélisation implique que, dès lors que les prix sont en-dessous du coût variable du nucléaire, le parc diminue sa production, dans la limite des contraintes de fonctionnement des réacteurs. Ceci répond à une logique économique. Il s'agit d'économiser une production à coût variable faible (nucléaire) afin de maximiser la production à coût variable nul (éolien, solaire, hydraulique fil de l'eau) ; il ne s'agit pas d'une priorité technique d'injection des énergies renouvelables par rapport au nucléaire. Dans le cas où la modulation lors des seuls épisodes de prix très faibles (*i.e.* inférieur au coût variable du nucléaire) atteint un niveau inférieur aux volumes historiques de production non-utilisée (~30 TWh, *cf.* figure 3.5), une modulation supplémentaire est ajoutée sur d'autres périodes pour atteindre un volume total cohérent avec l'historique et refléter ainsi la modulation habituelle du nucléaire et le principe d'avoir des périodes d'économie de combustible entre les arrêts pour certains réacteurs.

Cette configuration se décline ensuite en plusieurs sous-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).

- **une hypothèse de faculté de modulation dite « encadrée » (variante dans les scénarios où le volume de modulation pour absence de débouchés dépasse les volumes historiques de production non utilisée) :** cette configuration reflète un cas normatif dans lequel la modulation totale du parc nucléaire ne dépasserait pas, à l'échelle annuelle, un volume globalement similaire à l'historique (par exemple, du fait de contraintes structurelles ou organisationnelles, à l'échelle du parc ou des sites). Elle conduit ainsi à organiser la modulation du parc de sorte qu'elle ne dépasse pas un certain niveau et qu'elle permette d'assurer en moyenne une cible de production donnée (par exemple, environ 360 TWh dans l'hypothèse de disponibilité médiane), notamment en introduisant des plafonds sur le volume de modulation hebdomadaire du parc nucléaire. Les contraintes techniques décrites précédemment sur les tranches sont conservées (hypothèse médiane).

3.3 Les énergies renouvelables : un développement qui accroît rapidement la production décarbonée

Depuis la publication du Bilan prévisionnel 2023, les filières éoliennes et solaires ont confirmé leur capacité à développer de nouvelles installations à un rythme soutenu, en particulier pour le photovoltaïque. Cette dynamique résulte des efforts enclenchés pour favoriser l'accélération des énergies renouvelables et permet de disposer d'une option pour accroître rapidement le volume de production d'électricité bas-carbone dans la perspective d'accélérer l'électrification.

Cette accélération se combinant à un retard important dans l'électrification des usages, tend à créer une situation de surcapacité par rapport à la consommation et interroge sur les conséquences associées à une poursuite du développement de la production à un rythme soutenu. Cette situation a conduit à introduire dans le Bilan prévisionnel 2025 l'analyse de plusieurs rythmes envisageables de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030-2035, appelées R1 à R4 dans la suite.

Les hypothèses de rythme de développement des renouvelables les plus hauts (R3 et R4) correspondent aux rythmes initialement envisagés dans la stratégie de référence des pouvoirs publics pour accompagner l'électrification des usages au cours des prochaines années. Ils reflètent une accélération pour l'éolien, à terre et en mer, et une stabilisation voire un léger ralentissement pour le rythme de développement du photovoltaïque. Ces trajectoires apportent des perspectives importantes pour le développement des filières renouvelables en France et peuvent offrir des marges de manœuvre à long terme pour l'atteinte de la neutralité carbone, avec des besoins d'électricité potentiellement orientés en forte hausse et une trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires de 2^e génération à envisager à partir de la décennie 2040. Elles peuvent en revanche conduire à accroître, au moins transitoirement, les phénomènes de surcapacité en cas d'électrification lente.

Les rythmes les plus bas étudiés dans le Bilan prévisionnel (R1 et R2) constituent à l'inverse un

ralentissement notable sur le photovoltaïque, et dans une moindre mesure sur l'éolien terrestre. Elles représentent également un décalage de l'arrivée des nouveaux parcs éoliens en mer par rapport aux ambitions initiales de l'État. Ces trajectoires suscitent différents défis parmi lesquels :

- ▶ La gestion de la file d'attente de projets d'énergies renouvelables, dont certains disposent aujourd'hui de l'accès au réseau, des autorisations administratives et environnementales et d'un engagement de soutien public (obligation d'achat ou complément de rémunération) ou d'un *offtaker* (PPA). Ce stock de projets, qui peuvent être considérés comme sécurisés et susceptibles d'émerger rapidement atteint environ une dizaine de GW d'installations photovoltaïques et environ 3 GW de projets éoliens terrestres. La trajectoire R2 implique ainsi l'absence de lancement de nouveaux projets d'énergies renouvelables terrestres au-delà de ceux pouvant être considérés comme déjà sécurisés et engagés. La trajectoire R1 nécessite d'aller plus loin en procédant à l'annulation de certaines autorisations en vue de limiter fortement le rythme de développement des projets, ce qui nécessite vraisemblablement une adaptation du cadre législatif et réglementaire.
- ▶ Le maintien des capacités industrielles et des compétences : du point de vue industriel, il apparaît essentiel de limiter les effets de stop and go qui peuvent avoir des conséquences durables sur la capacité de la France à développer de nouveaux moyens de production, notamment en vue d'atteindre la neutralité carbone. Dans cette phase de surcapacité, il convient donc de trouver un compromis entre d'un côté, l'optimisation économique du dimensionnement du parc de production et de l'autre la sécurisation de perspectives industrielles minimales pour assurer le maintien des compétences et des capacités industrielles.

À ce titre, il convient de distinguer la situation des différentes filières. L'éolien en mer est associé à de nombreuses capacités industrielles en France (usines de pales, de turbines...) :

le lissage dans le temps de son développement peut constituer une opportunité pour maximiser le contenu France de certaines parties de la chaîne de valeur, notamment le raccordement comme souligné dans le SDDR 2025, mais en assurant néanmoins des perspectives crédibles et robustes à moyen et long terme. L'éolien terrestre et le photovoltaïque s'appuient quant à eux aujourd'hui principalement sur des imports pour les équipements depuis l'Europe (pour l'éolien terrestre) ou l'Asie (pour le photovoltaïque) mais mobilisent également de nombreux développeurs et installateurs au niveau local.

Au-delà du rythme de développement des capacités installées de production d'énergies renouvelables, l'une des hypothèses déterminantes pour évaluer la contribution de ces installations à l'équilibre offre-demande en électricité, porte sur leur capacité à moduler la production à la baisse.

Dans le même temps, le contexte actuel d'abondance de production renouvelable se matérialise fréquemment, au printemps et en été, par des volumes d'écêtement en hausse. S'ils restent faibles en valeur absolue, ils ont crû rapidement depuis 2024 avec l'augmentation des capacités installées, impliquant aussi des besoins accrus de marges à la baisse pour équilibrer le système. RTE a d'ailleurs été amené dans certaines situations de surplus de production et de marges à la baisse insuffisantes à ordonner en temps réel des baisses de production de grands parcs éoliens et photovoltaïques.

La gestion de ces épisodes de butée de baisse nécessite dès à présent des mesures spécifiques pour l'équilibrage et pour la tenue de la tension du système électrique : la possibilité de recourir à des écêtements d'énergies renouvelables constitue alors un enjeu majeur. Des ajustements de certains dispositifs⁷ sont déjà en cours de mise en place par RTE et produiront l'essentiel de leurs effets à partir de 2026. Ils ne s'appliquent toutefois qu'à une partie des installations.

3.3.1 L'hydraulique : de possibles développements de la capacité installée, qui dépendent notamment de la suite des discussions sur l'avenir des concessions hydroélectriques

En termes de capacités installées, le parc hydraulique a très peu évolué depuis 2022 et représente à date environ 26 GW de puissance installée de turbinage. Le parc produit près de 60 TWh par an en moyenne (turbinage des STEP inclus), un volume qui peut toutefois varier sensiblement d'une année à l'autre en fonction de la pluviométrie et des apports hydrauliques. Ainsi, les années 2023 et 2024 marquent une très nette hausse de la production après une année 2022 historiquement basse du fait d'apports très limités.

Depuis plus de dix ans, la France faisait face à deux précontentieux avec la Commission européenne concernant le cadre juridique de ses concessions hydroélectriques : l'un lié à l'absence de remise en concurrence des concessions arrivées à échéance

(2019), l'autre portant sur la position jugée dominante d'EDF (2015). Cette situation a, de fait, bloqué la modernisation et l'extension d'infrastructures hydroélectriques pourtant essentielles pour notre système énergétique. Annoncé fin août 2025, un accord de principe trouvé entre la Commission européenne et la France prévoit notamment de remplacer les concessions arrivées à échéance par un nouveau régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique, mais les modalités précises de ce dernier restent à établir.

Ce nouveau régime conduirait à maintenir les exploitants en place, assurant une forme de continuité de l'exploitation des ouvrages. L'accord est par ailleurs assorti d'une mise à disposition de 6 GW de capacités hydrauliques virtuelles par

7. Loi DDADUE n°2025-391, JO (avril 2025), article 18, obligeant les installations renouvelables en complément de rémunération de plus de 10 MW à participer au mécanisme d'ajustement : [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](#)
Loi de finances pour 2025 n°2025-127, JO (février 2025) rendant possible la réduction des programmes des installations en obligation d'achat de plus de 10 MW.

EDF à des acteurs tiers et au bénéfice final des consommateurs via des enchères organisées par la Commission de régulation de l'énergie.

Cet accord est susceptible de permettre une relance des investissements en sécurisant le cadre pour les exploitants actuels des barrages hydrauliques et ouvre ainsi la voie à des évolutions du parc existant (rénovations, suréquipement des sites existants, nouvelles unités).

La dernière version publiée du projet de PPE3 fixe des objectifs d'accroissement du parc de production limités à 2030, mais plus important à l'horizon 2035 avec une augmentation de 2,8 GW envisagée par les pouvoirs publics, pour l'essentiel portée par des projets de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) à hauteur de +1,7 GW, complétés par des suréquipements (+0,6 GW) et des installations de petites tailles (+0,5 GW). Concernant les STEP en particulier, le projet suggère une adaptation du cadre réglementaire et économique pour atteindre la cible et envisage de recourir à des appels d'offres dédiés pour faire émerger des nouveaux projets.

Dans ce contexte, le Bilan prévisionnel 2025 reconduit les hypothèses de référence du Bilan prévisionnel 2023, à savoir :

- ▶ Une légère augmentation de capacité installée des STEP de 0,5 GW à l'horizon 2035 ainsi qu'une légère augmentation de la puissance installée du reste du parc (hors STEP).
- ▶ Une production annuelle moyenne⁸ stable de près de 60 TWh par an sur tous les horizons étudiés : cette hypothèse tient compte de plusieurs effets qui peuvent jouer dans des sens opposés. D'un côté, l'augmentation de la capacité du parc apporte un potentiel de production supplémentaire mais il est probable que ces augmentations soient limitées et portent essentiellement sur des suréquipements de barrages, sans effet notable sur le productible en TWh. De l'autre, l'analyse intègre des prudences par rapport aux effets du changement climatique et aux risques de conflits d'usage dont les effets restent difficiles à mesurer mais pourraient jouer légèrement à la baisse sur la production hydroélectrique, au moins dans certaines régions.

3.3.2 Le photovoltaïque : l'accélération se confirme mais les cibles à atteindre sont très débattues

Le développement de la filière photovoltaïque poursuit l'inflexion constatée à partir de 2021. Depuis, la filière connaît un accroissement moyen du parc de plus de 3 GW par an et l'année 2024 constitue un record avec 5 GW de nouvelles capacités mises en service, témoignant de la vigueur de la filière. Les projections pour l'année 2025 anticipent encore une croissance du rythme de déploiement.

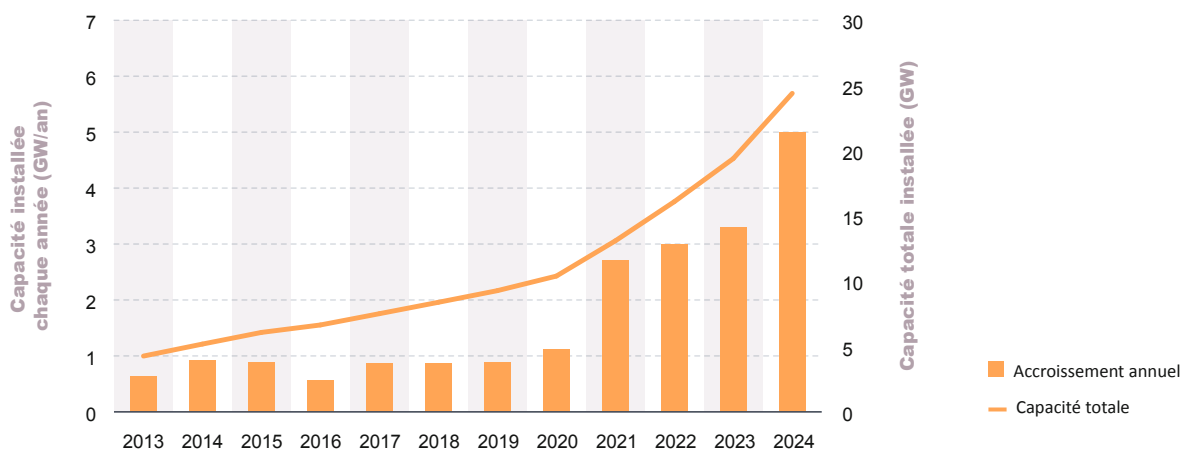
Au 31 décembre 2024, le parc installé atteignait 24 GW et au vu du rythme d'installation observé au cours des derniers mois, le parc installé de capacités photovoltaïques devrait atteindre autour de 30 GW à fin 2025.

Le rythme de développement de nouveaux projets demeure dynamique comme le montre la file d'attente de projets en cours d'instruction sur les réseaux publics de transport et de distribution : celle-ci s'établit, à près de 35 GW, parmi lesquels une dizaine de gigawatts disposent à la fois de l'accès au réseau, d'un engagement de soutien public et des autorisations, ce qui rend probable leur mise en service dans les toutes prochaines années.

L'accélération est particulièrement marquée sur les petites et moyennes installations sur toitures, qui sont caractérisées par des coûts en moyenne plus élevés et par des défis spécifiques pour le pilotage du système et du réseau (cf. chapitre 5) mais qui présentent par

⁸. Dans sa modélisation, RTE utilise une base climatique permettant de modéliser une production hydraulique totale (hors turbinage des STEP) de ~58 TWh/an en espérance tout en représentant les aléas climatiques, permettant de couvrir un intervalle de 40 à 68 TWh cohérent avec l'historique et les extrema observés récemment (2022, 2024).

Figure 3.6 Puissance installée par année et puissance totale en service pour la filière photovoltaïque



ailleurs moins de risques de conflits d'usage sur le foncier, moins d'impacts environnementaux et sociétaux (acceptabilité). Ainsi, près de 1,5 GW d'installations de moins de 100 kW ont été raccordées en 2024 (typiquement des installations sur petites et moyennes toitures), soit près de 30 % de la capacité photovoltaïque totale raccordée sur cette période, une part qui atteint 65 % en ajoutant les installations de 100 à 250 kW (typiquement des installations de taille moyenne sur hangars agricoles)⁹. Ces niveaux sont supérieurs à la répartition indiquée par l'État dans le projet de PPE3 qui souhaite promouvoir une répartition équilibrée entre les différentes installations¹⁰.

S'agissant spécifiquement des installations photovoltaïques en autoconsommation, celles-ci sont en nette hausse depuis trois ans avec un quasi-quadruplement de la capacité concernée (4 GW au total fin 2024, essentiellement avec injection de surplus). L'arrêté du 26 mars 2025 modifiant l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (« S21 ») introduit toutefois plusieurs évolutions notables pour une meilleure maîtrise des volumes développés avec

une révision à la baisse des tarifs et des primes applicables aux nouveaux projets de moins de 500 kWc ; des évolutions qui font craindre un coup d'arrêt par certains acteurs de la filière.

Sur le plan industriel, la structuration de la filière photovoltaïque s'appuie largement sur l'import d'équipements fabriqués en Asie, mais mobilise de nombreux emplois en France, au niveau local (développeurs de projets, installations, maintenance).

En matière de projection, l'accélération observée depuis deux ans, permise par la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques et les mesures d'accompagnement mises en place en France, conduit à un rythme de développement tendanciel cohérent avec les trajectoires les plus hautes du Bilan prévisionnel 2023 qui sont reprises et actualisées dans la nouvelle édition du Bilan prévisionnel :

- la trajectoire R3 est fondée sur un rythme de développement autour de 3,5 GW/an, conduisant à atteindre environ 65 GW de capacité installée en 2035 (trajectoire centrale du scénario A-référence du Bilan prévisionnel 2023) ;

⁹. Tableau de bord : solaire photovoltaïque, SDES (février 2025) : [Statinfo - solaire photovoltaïque](#)

¹⁰. Action PV.1 du projet de PPE3 de Mars 2025

- la trajectoire R4 traduit quant à elle un rythme d'installation de 5 GW/an jusqu'en 2030, puis 7 GW/an jusqu'en 2035 et permet d'atteindre une capacité d'environ 90 GW en 2035. Elle correspond aux cibles les plus hautes envisagées dans le projet de PPE3 du printemps 2025, affichant 54 GW en 2030 et une fourchette de 65 à 90 GW en 2035.

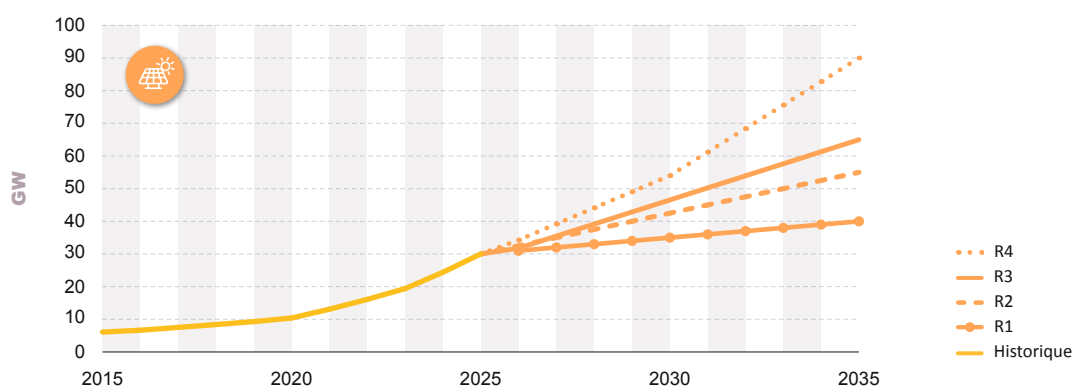
Le développement de la filière photovoltaïque représente un levier important pour accompagner l'électrification et la croissance des besoins en électricité pour atteindre la neutralité carbone. Toutefois, l'impact du développement du photovoltaïque sur l'équilibre offre-demande, en particulier dans le cas où la consommation n'augmenterait que faiblement dans les prochaines années, fait l'objet d'une attention particulière dans le débat public. En effet, le développement marqué du photovoltaïque combiné à une consommation restant atone pourrait conduire à accroître les phénomènes d'abondance de production en milieu de journée, déjà observés en 2024 et 2025 notamment au printemps et en été. Dans les retours de la consultation publique, certains acteurs soulignent

également des enjeux de rentabilité de la filière, en l'absence de soutien. Ces éléments pourraient se traduire par des trajectoires moins dynamiques.

Dans ce contexte, et suite aux retours de la consultation publique, deux autres trajectoires de développement plus lentes du photovoltaïque ont été ajoutées dans l'étude :

- la trajectoire R2 traduit un ralentissement du rythme à hauteur de 2,5 GW/an en moyenne, et conduit à atteindre 55 GW de capacité installée en 2035. L'atteinte de cette trajectoire nécessite de temporiser le lancement de nouveaux engagements de soutien public et de temporiser une partie des projets présents en file d'attente, notamment pour ceux qui ne disposent pas encore de toutes les autorisations ;
- la trajectoire R1 traduit un fort ralentissement avec un rythme normatif moyen de 1 GW/an conduisant à atteindre 40 GW de capacité installée en 2035. Cette trajectoire nécessite de temporiser fortement voire d'annuler une grande partie des projets présents en file d'attente, y compris ceux disposant déjà de l'ensemble des autorisations et du soutien public.

Figure 3.7 Trajectoires retenues pour le développement de la filière photovoltaïque dans le Bilan prévisionnel 2025



3.3.3 L'éolien terrestre : un développement qui se poursuit mais avec un rythme de développement en léger recul

Depuis 2023, le parc éolien terrestre a poursuivi son développement avec toutefois des rythmes en ralentissement par rapport au rythme moyen de 1,4 GW/an observé entre 2018 et 2022 et qui avait été retenu pour construire la trajectoire de référence du Bilan prévisionnel 2023.

En 2023 et 2024, environ 1,2 GW de capacités nettes supplémentaires (intégrant les nouvelles installations et les augmentations de puissance liées au *repowering*) ont été mises en service par an, portant le parc installé français à une capacité totale de 22,9 GW à fin 2024. L'année 2025 semble, à date, marquer un ralentissement sur le développement de l'éolien terrestre avec uniquement 0,6 GW installés à fin novembre. Néanmoins, de nombreux projets sont répertoriés dans les files d'attente des gestionnaires de réseau et représentent un potentiel de développement du parc dans les prochaines années : ceux-ci s'élèvent à environ 13 GW, dont environ 3 GW de projets disposant des autorisations, du soutien public et de l'accès au réseau et qui sont donc susceptibles d'émerger dans les toutes prochaines années.

Sur le plan industriel, la filière éolienne terrestre concentre des emplois directs en France pour l'installation et la maintenance des éoliennes. Les équipements sont quant à eux principalement importés de fabricants européens.

En matière de projections, le développement de l'éolien terrestre constitue également un levier pour accompagner l'électrification des usages et atteindre la neutralité carbone à long terme. Son développement peut toutefois suivre des rythmes variables en fonction des choix publics, de l'évolution de l'acceptabilité et de la possibilité d'optimiser les sites existants via le renouvellement des installations (*repowering*).

Dans le projet de PPE3 publié au printemps 2025, les pouvoirs publics envisagent un rythme de développement compris entre environ 1,5 GW/an et 2 GW/an pour les dix prochaines années, en appelant à un meilleur équilibre de ce développement entre les territoires. Pour atteindre cet objectif, les pouvoirs publics prévoient d'engager de nouveaux appels d'offres (deux par an à hauteur d'environ 900 MW par période) et de

Figure 3.8 Évolution de la puissance installée annuellement sur la période 2013-2024 (vision au 31/12)

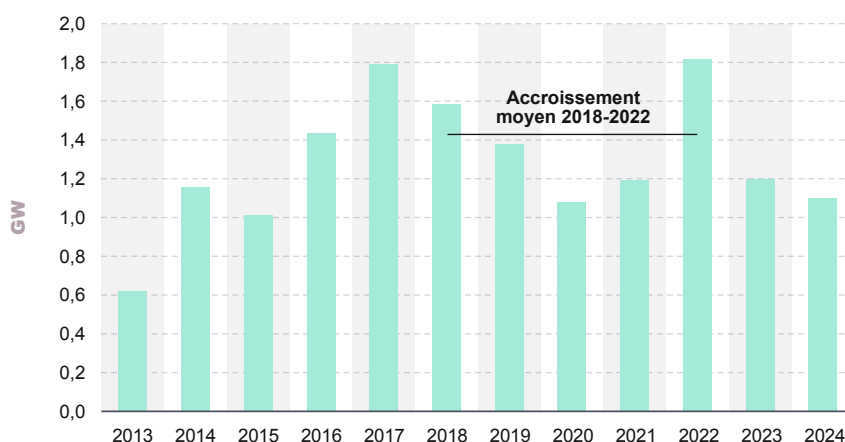
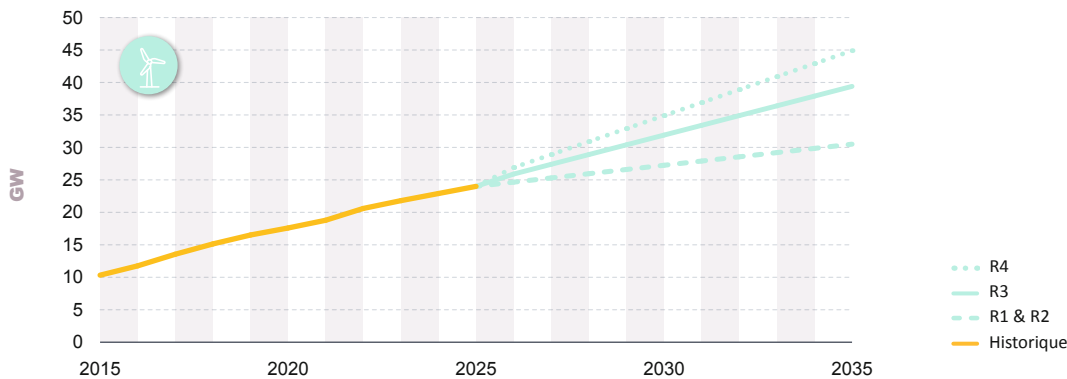


Figure 3.9 Trajectoires d'évolution de la capacité totale installée de la filière éolienne terrestre dans le Bilan prévisionnel 2025



poursuivre les réflexions permettant de libérer des zones pour l'éolien terrestre (servitude radars militaires, météo). Un assouplissement significatif des contraintes militaires semble cependant aujourd'hui très incertain au regard du contexte géopolitique.

Comme pour le photovoltaïque, les rythmes étudiés dans le Bilan prévisionnel couvrent un large spectre de possibilités :

- les trajectoires R1 et R2 correspondent à un rythme de développement d'environ 0,7 GW/an reprenant la trajectoire basse du Bilan prévisionnel 2023 et conduisant à atteindre 30 GW de capacité installée en 2035 : celui-ci correspond

à un ralentissement par rapport aux années passées mais s'avère proche du rythme de développement anticipé sur l'année 2025 ;

- la trajectoire R3 représente un rythme de développement d'environ 1,5 GW/an (soit environ 40 GW en 2035), proche du scénario A-référence du Bilan prévisionnel 2023 et correspondant à la fourchette basse du projet de PPE3 présenté en mars 2025 ;
- enfin la trajectoire R4 considère une accélération du rythme de développement de 2 GW/an (soit environ 45 GW en 2035) correspondant aux trajectoires hautes du Bilan prévisionnel 2023 et du projet de PPE3 du printemps 2025.

3.3.4 L'éolien en mer : une capacité installée atteignant 3 GW en 2030, et un rythme de développement soutenu mais en deçà des objectifs du pacte éolien en mer à 2035

État des lieux : un développement de l'éolien en mer qui se poursuit avec plusieurs parcs en construction et d'autres en développement

Fin 2024, la France disposait d'une capacité installée totale d'éolien en mer de 1,5 GW, composée de trois parcs de technologie posée, entièrement mis en service (St Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc).

En 2025, cette capacité a été complétée par le parc de Faraman (25 MW), le premier des trois projets pilotes d'éolien flottant, qui a été mis en service en mer Méditerranée. La mise en service du parc éolien posé d'Yeu-Noirmoutier (AO2) a progressivement commencé à partir de l'été 2025. Ce parc devrait être totalement mis en service dans les prochaines semaines, permettant de porter la capacité totale à près de 2 GW.

La construction d'autres parcs éoliens en mer se poursuit, notamment avec les parcs de Courseulles Calvados (450 MW, AO1), de Dieppe – Le Tréport (500 MW, AO2) et des projets pilotes flottant de Gruissan (30 MW) et Leucate (30 MW). Ces projets doivent permettre d'atteindre une capacité installée autour de 3 GW à 2030.

D'autres projets sont par ailleurs en phase de développement à la suite des attributions des appels d'offres AO3 à AO8 pour un total de 4 GW supplémentaires. Ce volume comprend le parc Centre Manche 2 (AO8 pour 1,5 GW) attribué en septembre 2025 mais ne compte pas le parc d'Oléron dont l'appel d'offres AO7 a été déclaré infructueux au même moment.

La décision ministérielle du 17 octobre 2024 qui a fait suite au débat public «La mer en débat» présente une cartographie identifiant 15,5 GW de capacité de production supplémentaire, pour porter à 26 GW¹¹ la capacité installée à l'horizon 2040. Dans cette perspective, de nouveaux appels d'offres (AO9, AO10...) sont prévus par l'État pour poursuivre le développement de la filière mais leur périmètre et leur calendrier restent à préciser.

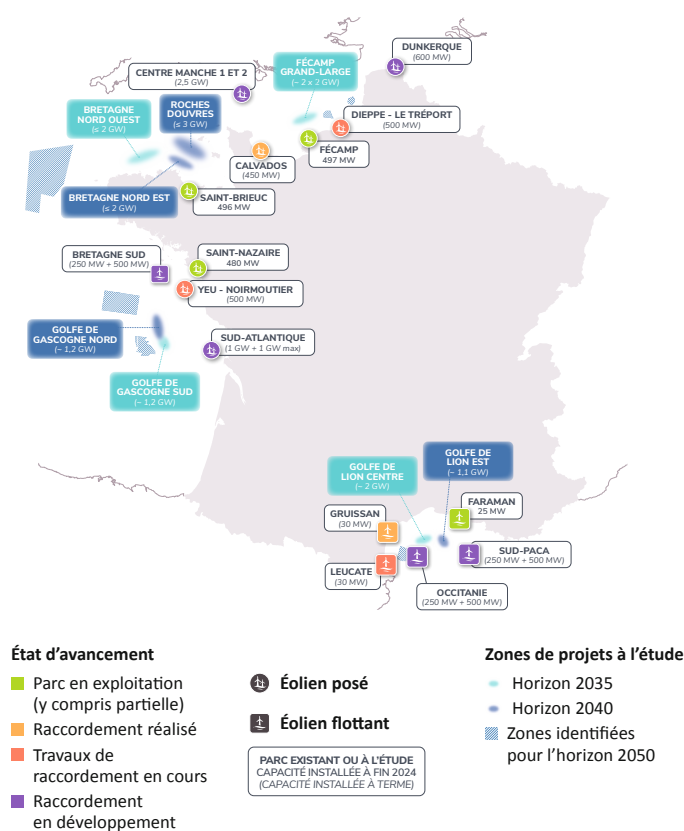
De manière générale, le développement de l'éolien en mer est marqué en Europe et dans le reste du monde par un contexte plus contraint, avec des tensions sur les chaînes d'approvisionnement et une augmentation des coûts, à la fois concernant les équipements pour les parcs et ceux pour le raccordement. Les ambitions de développement restent élevées, notamment dans certains pays de la mer du Nord, mais certains projets ont pu être abandonnés ou suspendus, signe des défis auxquels fait face la filière de l'éolien en mer actuellement.

En France, les derniers appels d'offre montrent également un fléchissement du nombre de candidats sur fond de hausse des coûts de la filière et une baisse de l'attractivité des appels d'offres. En particulier, des contraintes spécifiques sur certains sites pourraient inciter à prioriser les efforts sur les parcs les plus compétitifs ou les pays dont les contrats de complément de rémunération sont plus protecteurs.

Différentes trajectoires de développement sont étudiées à moyen terme pour refléter les incertitudes sur le contexte industriel autour de la filière et sur les choix politiques à venir

Le pacte éolien en mer signé en 2022 entre l'État et la filière éolienne en mer prévoit d'atteindre une capacité installée de 18 GW à l'horizon 2035. Lors de la consultation publique menée par RTE dans le cadre de l'exercice du Bilan prévisionnel 2025, beaucoup d'acteurs ont souligné le caractère très ambitieux de l'objectif à 2035 rappelant qu'il suppose une accélération des procédures et ne tient pas compte des tensions existantes sur les chaînes d'approvisionnement.

Figure 3.10 Carte des parcs éoliens en mer existants et en projet à fin 2024



¹¹. En comptant environ 2 GW identifiés précédemment au large d'Oléron.

Le développement de l'éolien en mer s'accompagne de l'ambition de structurer dans le temps la filière industrielle française, mobilisant de nombreuses capacités (usines de pales, de turbines, chantier naval, etc.) et présentant une part importante d'emplois pour la fabrication des équipements en France, à laquelle s'ajoutent les emplois pour l'installation et la maintenance.

Dans ce contexte, le Bilan prévisionnel 2025 de RTE différencie la cible à l'horizon 2035, dans les différentes trajectoires de production étudiées :

- la trajectoire R4 atteint 15 GW en 2035, cette trajectoire matérialise un premier niveau de prudence par rapport à l'objectif de 18 GW du pacte éolien en mer. Elle intègre les projets des AO1 à AO6 et des AO8 et AO9 (extensions des parcs flottants), et nécessite de prioriser au sein de la PPE3 quatre à cinq projets (environ 6,5 GW, répartis entre Oléron et les projets pré-identifiés dans la décision ministérielle d'octobre 2024) ;
- la trajectoire R3 traduit un léger retard sur la trajectoire précédente pour atteindre une cible de 13 GW en 2035. Elle correspond aux projets des AO1 à AO6 et des AO8 et AO9, et nécessite de prioriser au sein de la PPE3 deux à trois projets (environ 4,5 GW, répartis entre Oléron et d'autres projets pré-identifiés) ;
- la trajectoire R2 traduit un ralentissement du développement de l'éolien en mer, avec une cible à 10 GW en 2035. Elle correspond aux projets des AO1 à AO6 et des AO8 et AO9, et à

l'intégration d'un projet supplémentaire à prioriser (environ 1,5 GW) ;

- la trajectoire R1 est définie par un développement limité aux appels d'offres déjà attribués pour atteindre une cible à 7 GW en 2035.

Le Bilan prévisionnel 2025 met en évidence que le choix entre les différentes trajectoires peut relever d'un arbitrage technique, économique et industriel :

- sur le plan économique, l'ordonnancement des parcs a un impact sur l'équilibre économique du programme éolien en mer et doit tenir compte, plus que par le passé, des enjeux en matière de raccordement.
- sur le plan industriel, le lissage dans le temps du programme peut constituer une opportunité pour augmenter la capacité des usines de production françaises à répondre aux appels d'offre pour les équipements ou à relocaliser une partie de la chaîne de valeur sur le territoire national. Pour cela, il faut à la fois définir un rythme crédible pour la filière et définir des perspectives de long-terme stables permettant d'enclencher des investissements dans les usines de fabrication pour les matériels relatifs au parc de production et ceux relatifs au raccordement (ou de maintenir des capacités industrielles existantes).
- sur le plan technique, les futurs parcs éoliens en mer sont des parcs de forte puissance plus éloignés des côtes et constitue donc des projets de grande envergure. Le rythme technique doit être étudié pour s'assurer de sa soutenabilité pour les différentes filières.

Figure 3.11 Trajectoires d'évolution de la capacité totale installée d'éolien en mer dans le Bilan prévisionnel 2025

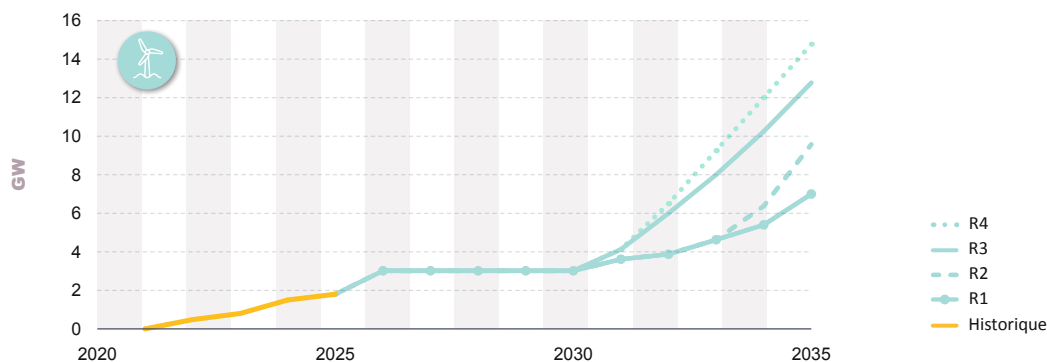


Figure 3.12 Rythmes de développement des capacités de production d'énergies renouvelables étudiés dans le Bilan prévisionnel 2025

	 Solaire		 Éolien terrestre		 Éolien en mer	
	Estimation 2025 : ~ 30 GW		Estimation 2025 : ~ 23,5 GW		Estimation 2025 : ~ 1,9 GW	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Rythme R1	35 GW*	40 GW	27 GW	30 GW	3 GW	7 GW
	Rythme moyen de 1 GW/an		Rythme moyen de 0,7 GW/an		Mise en service définitive et complète des projets déjà attribués uniquement (AO 1 à 8, hors AO7 infructueux)	
Rythme R2	42 GW	55 GW	27 GW	30 GW	3 GW	10 GW
	Rythme moyen de 2,5 GW/an		Rythme moyen de 0,7 GW/an		Mise en service définitive et complète des projets des AO1 à 9 (hors AO7 infructueux) + d'un projet supplémentaire** (~1,5 GW)	
Rythme R3	47 GW	65 GW	32 GW	40 GW	3 GW	13 GW
	Rythme moyen de 3,5 GW/an		Rythme moyen de 1,5 GW/an		Mise en service définitive et complète des projets des AO1 à 9 (hors AO7 infructueux) + de deux à trois projets supplémentaires** (~4,5 GW)	
Rythme R4	54 GW	90 GW	35 GW	45 GW	3 GW	15 GW
	Rythme moyen de 5 GW/an jusqu'en 2030, puis 7 GW/an		Rythme moyen de 2 GW/an		Mise en service définitive et complète des projets des AO1 à 9, hors AO7 infructueux + de quatre à cinq projets supplémentaires** (~6,5 GW)	

* Supposerait de décaler au-delà de 2030 des projets disposant pourtant de toutes les autorisations et soutiens nécessaires

** Projet(s) à identifier parmi les zones connues (Oléron 1 et 2 + zones identifiées dans la décision ministre d'octobre 2024)

3.3.5 Les autres filières renouvelables électriques

Hydrolien : un appel d'offres envisagé mais des coûts incertains

Les pouvoirs publics envisagent de lancer un appel d'offres hydrolien de 250 MW au Raz Blanchard à attribuer d'ici 2030. Sous réserves des coûts constatés sur cet appel d'offre, le projet de PPE3 précise que des appels d'offre complémentaires de 250 ou 500 MW pourraient être lancés.

Dans le Bilan prévisionnel 2025, une approche prudente est retenue : celle-ci consiste à considérer qu'aucun projet commercial ne sera mis en service à l'horizon 2035.

Bioénergies : une stagnation observée ces dernières années

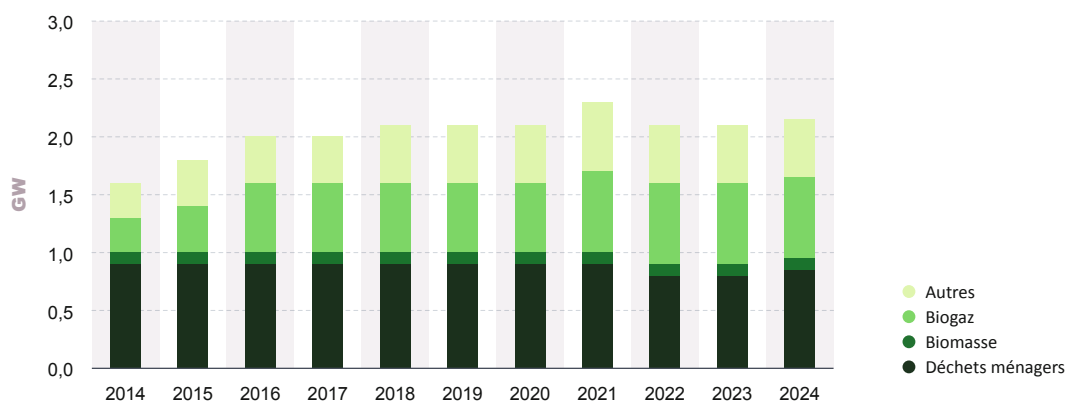
La filière des bioénergies pour la production d'électricité (biogaz, biomasse solide, déchets ménagers,

etc.), qui représente environ 2 GW de capacité installée en 2025, enregistre une progression limitée sur la période récente, avec un accroissement moyen de la puissance installée de 30 MW par an depuis 2019.

Afin d'optimiser le coût global associé aux objectifs d'énergies renouvelables et de favoriser la plus grande efficacité énergétique, les pouvoirs publics privilégient en priorité d'autres utilisations que la production d'électricité pour les bioénergies, notamment en favorisant le recours à la biomasse pour la production de chaleur directe et l'injection directe du biogaz sur le réseau de gaz.

L'hypothèse retenue dans ce Bilan prévisionnel reconduit celle de la précédente édition, à savoir une stabilisation des capacités actuelles pour une production moyenne annuelle de près de 10 TWh/an.

Figure 3.13 Évolution du parc de la filière bioénergies (vision au 31/12 de l'année)



3.4 Le parc thermique à flamme : de nombreuses incertitudes sur l'avenir du parc dont la viabilité économique n'est pas assurée sans rémunération capacitaire

3.4.1 Le parc thermique a peu évolué depuis 2021 mais la production réalisée en 2024 affiche un niveau historiquement bas

Après une période marquée par des fermetures des centrales les plus émettrices de gaz à effet de serre (centrales au charbon et au fioul fermées dans les années 2010), la capacité installée du parc thermique à flamme est relativement stable depuis 2021 et totalise 17,4 GW à fin 2024.

La production du parc thermique a connu un niveau historiquement bas en 2024 avec seulement 20 TWh produits, un volume en net recul depuis 2022. Cette baisse importante de la production thermique s'explique par le rétablissement de la disponibilité nucléaire, une production hydraulique élevée, des températures plutôt clémentes et l'augmentation des capacités installées renouvelables.

Par ailleurs, cette production est désormais essentiellement issue de centrales à gaz (17 TWh en 2024), tandis que le charbon (0,7 TWh) et le

fioul (un peu moins de 2 TWh) représentent des volumes désormais marginaux depuis la fermeture de l'essentiel des grandes unités fonctionnant avec ces combustibles au cours des quinze dernières années.

Pour autant, le parc thermique, de part de sa flexibilité pour couvrir les pointes de consommation **assure un rôle essentiel pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement et ce même si sa part dans le mix électrique et sa durée de fonctionnement sont appelées à se réduire.** Si chaque filière de production thermique peut présenter des enjeux spécifiques, qui sont décrits plus en détail dans les sections suivantes, le modèle économique de l'ensemble des moyens thermiques dépend très largement des revenus tirés du mécanisme de capacité, dont l'objectif est de rémunérer les moyens nécessaires au respect du critère public de sécurité d'approvisionnement.

Figure 3.14 Évolution des capacités installées du parc thermique pilotable entre 2014 et 2024

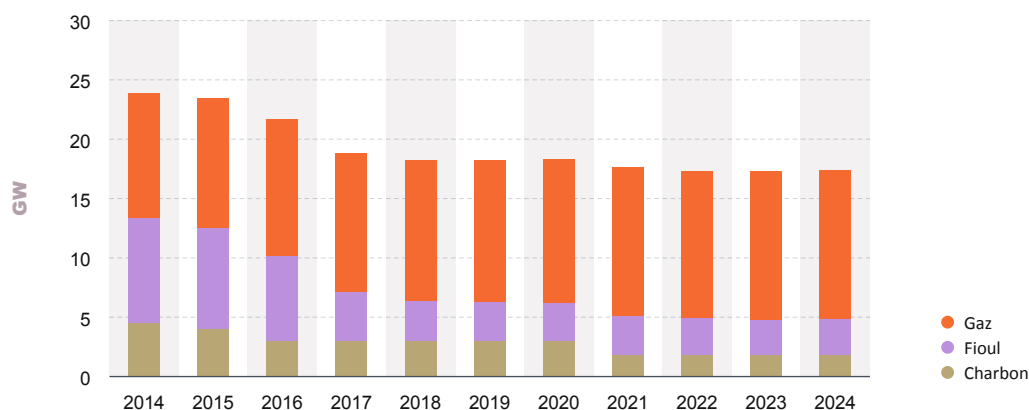
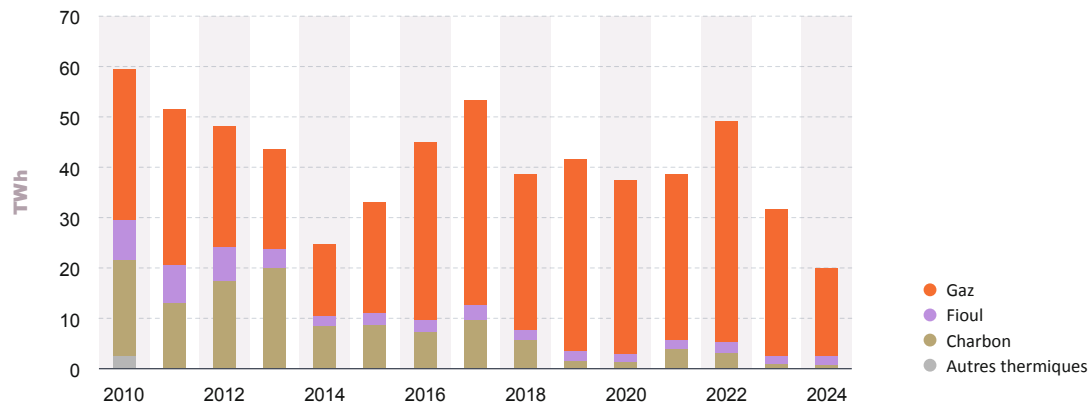


Figure 3.15 Production réalisée du parc thermique pilotable de 2010 à 2024

3.4.2 Centrales au charbon : la fin de la production d'électricité à partir de charbon prendra effet en 2027, des conversions de sites envisagées

La fin de la production d'électricité à partir de charbon constitue un objectif identifié depuis plusieurs années dans la stratégie énergie-climat de la France, avec une échéance désormais fixée à 2027. Les trois dernières unités fonctionnant au charbon – deux à Cordemais et une à Saint-Avoid, représentant une capacité installée de 1,8 GW – devront ainsi cesser de fonctionner au charbon dans les prochaines années.

S'agissant de la centrale de Cordemais, EDF a annoncé en septembre 2024 renoncer au projet de conversion à la biomasse tout en indiquant sa volonté de convertir le site en usine de fourniture

de composants pour les futures centrales EPR2. La centrale sera fermée définitivement en 2027.

De son côté GazelEnergie, exploitant de la centrale au charbon d'Émile Huchet à Saint-Avoid poursuit sa réflexion sur les projets de conversion. GazelEnergie a présenté différents projets pour son site, incluant notamment la conversion de la centrale Émile Huchet au gaz (centrale à vapeur de puissance et de caractéristiques similaires). Cette option est considérée possible et éligible pour participer aux différents mécanismes de marché, notamment au mécanisme de capacité¹².

3.4.3 Cycles combinés au gaz : un parc récent qui joue un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement, dont le nombre d'heures de fonctionnement tend à se réduire

Les premiers cycles combinés au gaz (CCG) ont été mis en service en France dans les années 2000. Cette technologie bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact environnemental est

moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un taux d'émission de CO₂ réduit de moitié. Au cours des dernières années, ces groupes ont fonctionné environ 3 000 à 4 000 heures

¹². Voir la loi du 14 avril 2025 visant à convertir des centrales à charbon vers des combustibles moins émetteurs en dioxyde de carbone pour permettre une transition écologique plus juste socialement

par an à pleine puissance (~25 TWh/an), émettant en moyenne moins de 10 MtCO₂ par an. Ils ont toutefois produit beaucoup moins au cours de l'année 2023 (~18 TWh) et surtout 2024 (moins de 9 TWh) dans un contexte d'hiver doux, de consommation toujours en retrait et de forte production bas-carbone. À date, les réglementations sur les émissions de CO₂ ne sont pas limitantes sur la période étudiée pour leur participation aux différents mécanismes de marché. Elles ne contraignent donc pas les exploitants à engager la décarbonation de ces moyens, par exemple en recourant à l'hydrogène ou au biométhane en remplacement du gaz fossile. La conversion de ces moyens pourrait plus probablement être inscrite autour de l'horizon 2040.

Depuis quelques années, le modèle économique de ces moyens, qui fonctionnaient historiquement en semi-base, évolue en lien avec l'accroissement de la production bas-carbone qui conduit à réduire leur durée de fonctionnement. Dans ce contexte, l'analyse économique du Bilan prévisionnel 2023 avait ainsi établi la nécessité de maintenir une source de rémunération capacitaire pour assurer la viabilité économique et le maintien en fonctionnement de

ces actifs, qui contribuent de manière significative à la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays.

En cohérence avec la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité pour prendre la suite de l'ancien à partir de l'hiver 2026-2027, toutes les centrales à cycle combiné gaz existantes sont considérées maintenues sur l'horizon d'étude, à l'exception de la centrale de DK6 à Dunkerque qui fait l'objet d'un traitement particulier.

L'avenir des deux unités CCG de Dunkerque (2x400 MW), alimentées aujourd'hui par les gaz sidérurgiques issus des hauts fourneaux d'ArcelorMittal (en complément du gaz naturel pour la partie turbine à combustion), est en effet étroitement lié au projet de décarbonation du site d'ArcelorMittal, qui peut conduire à leur fermeture. Des incertitudes sur la stratégie et le calendrier précis du projet de décarbonation des hauts fourneaux persistent néanmoins. Dans le Bilan prévisionnel 2025, une approche prudente est retenue, consistant à considérer la fermeture d'une première unité avant 2030 et de la seconde en 2035.

3.4.4 Turbines à combustion : un parc de turbines à combustion au fioul et au gaz composé d'installations plus ou moins récentes, qui fonctionne en pointe

Le mix électrique français comprend également des moyens de pointe, et notamment un parc de 2 GW de turbines à combustion (TAC) conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an. Il est composé principalement de moyens de production au fioul (1,4 GW) et au gaz (0,6 GW). Le parc est relativement récent et conforme aux normes environnementales en vigueur, les deux tiers des installations centralisées ayant été mises en service après 2007.

Néanmoins, les turbines à combustion au fioul bretonnes, les plus anciennes, auront atteint cinquante années de fonctionnement début 2031 (quatre des cinq turbines à combustion de Brennilis et Dirinon, présentant 370 MW de puissance installée). Bien que leur exploitant n'ait pas annoncé à ce jour leur fermeture, ces centrales pourraient être déclassées pour obsolescence à cet horizon ou bien faire l'objet de travaux de prolongation en fonction des besoins identifiés pour la sécurité d'approvisionnement.

3.4.5 Cogénérations : un parc de cogénérations, fonctionnant essentiellement au gaz, de près de 5 GW, aux perspectives incertaines

À fin 2024, la capacité du parc installé de cogénérations est d'environ 5 GW (4,8 GW au gaz et 0,5 GW au fioul). Elle comprend plusieurs centaines d'installations raccordées pour moitié environ sur le réseau de transport et pour l'autre moitié

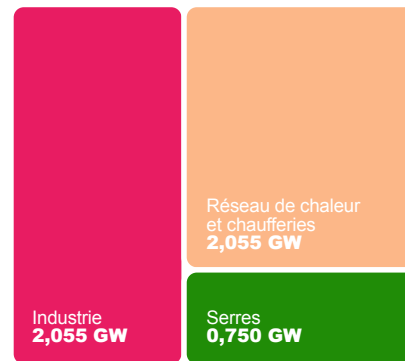
sur les réseaux de distribution. Ces cogénérations regroupent des unités liées à des sites industriels, des réseaux de chaleur et certaines installations alimentant les serres maraîchères.

Les cogénérations au gaz sont actuellement constituées d'unités dont la production électrique est valorisée sur le marché de gros de l'électricité et d'unités sous contrat d'obligation d'achat qui peuvent choisir différents modes de production.

Les cogénérations sous obligation d'achat représentent fin 2024 une capacité installée de 1,8 GW environ, dont la quasi-intégralité arrive en fin de contrat de soutien d'ici le 1^{er} janvier 2031, au rythme moyen d'environ 250 MW/an. La sortie progressive du mécanisme de soutien conduit à des incertitudes sur le modèle d'affaires pour la suite de leur exploitation, qui pèsent différemment selon les segments (serres maraîchères, chaufferie collective, réseau de chaleur...), voire selon les sites. À titre d'exemple, le maintien de certaines cogénérations est menacé par les stratégies de décarbonation des sites sur lesquelles elles sont implantées. L'éventuelle prolongation de certaines unités pourrait par ailleurs nécessiter des investissements significatifs (maintenance lourde).

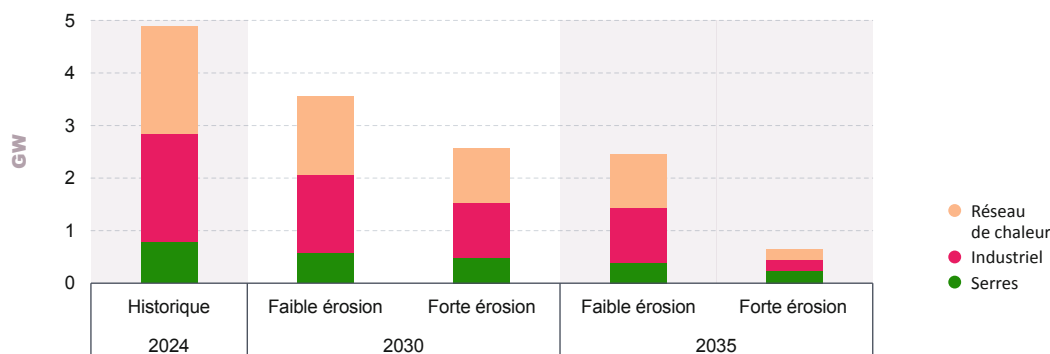
Dans ce contexte et faisant suite aux retours des acteurs de la filière à la consultation publique, plusieurs trajectoires différenciées ont été étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025, pour représenter les incertitudes affectant le devenir de ces installations. La consultation a notamment permis d'établir deux trajectoires pour mener l'analyse d'impact de l'érosion de la filière sur la sécurité d'approvisionnement.

Figure 3.16 Capacités installées des cogénérations au gaz par segment (source ATEE)



- Une trajectoire de faible érosion (cas de base) qui conduit à une division par deux des capacités installées des cogénérations à 2035 pour atteindre un peu moins de 2,5 GW à cet horizon ;
- Une trajectoire plus pessimiste qui conduirait à atteindre 650 MW installés en 2035, avec une résistance relative plus forte des cogénérations du segment des serres maraîchères.

Figure 3.17 Trajectoires d'évolution de la capacité installée des cogénérations au gaz



3.4.6 En synthèse, un socle constitué de capacités thermiques existantes jusqu'à l'horizon 2030 et qui peut être complété par de nouvelles installations thermiques, envisagées sur la période 2030-2035 et susceptibles de se matérialiser en fonction des besoins

D'ici 2030, les hypothèses retenues ci-dessus, à savoir la fin de la production d'électricité à partir de charbon concomitante avec la fermeture progressive de certaines cogénérations au fioul et au gaz, ainsi que l'arrêt d'un premier CCG sur le site de Dunkerque et la question sur la prolongation

de la durée de fonctionnement des turbines à combustion au fioul bretonnes les plus anciennes (50 ans en 2030) conduisent à considérer un socle de capacité thermique légèrement en deçà de 13 GW.

Figure 3.18 Hypothèses sur la trajectoire de référence d'évolution du parc thermique dans le Bilan prévisionnel 2025

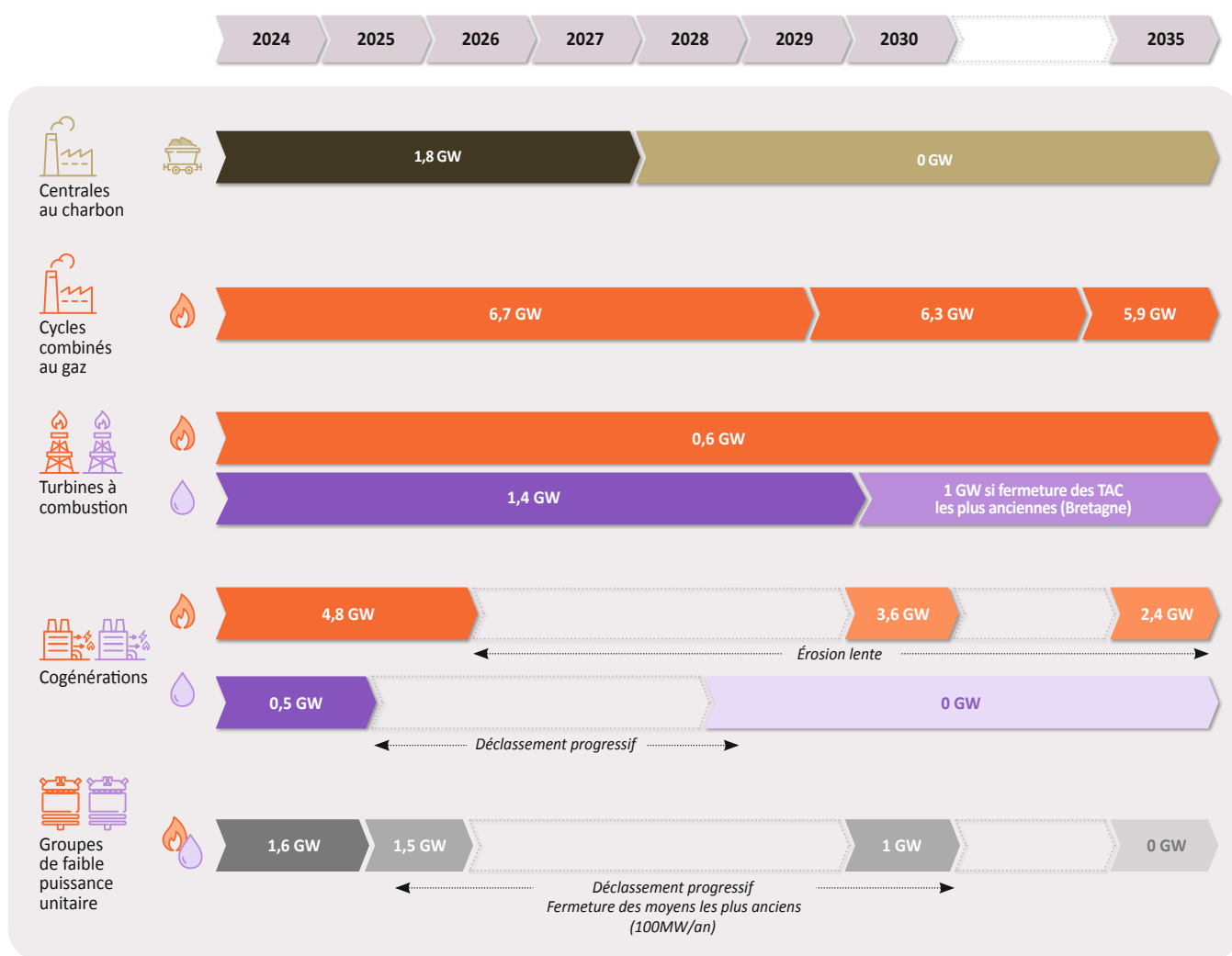
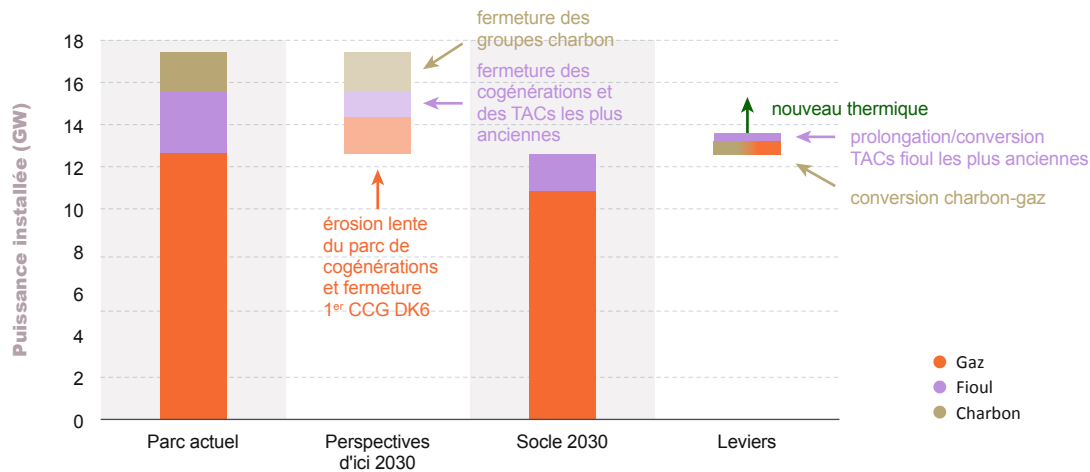


Figure 3.19 Hypothèses sur les leviers disponibles en capacités thermiques dans le Bilan prévisionnel 2025 à l'horizon 2030



Suivant les retours de consultation publique, outre les projets de conversion (Saint-Avold) ou de prolongation (TACs bretonnes), des projets de nouvelles centrales thermiques pourraient émerger à l'horizon de l'étude du Bilan prévisionnel. En particulier :

- des turbines à combustion fonctionnant aux bioliquides ;
- des nouvelles unités de pointe fonctionnant au gaz, et compatibles avec l'hydrogène bas carbone à moyen terme, en fonction de la disponibilité de la ressource.

Au sein du socle de capacités identifié, la viabilité économique de tous les moyens n'est pas nécessairement assurée sans rémunération capacitaire (constat déjà partagé dans le retour d'expérience du mécanisme de capacité publié en 2021 et dans les analyses du Bilan prévisionnel 2023). En ce sens, les analyses du Bilan prévisionnel 2025 permettent de réactualiser l'analyse des besoins de rémunération capacitaire des moyens de pointe existants et nouveaux et de les mettre en regard des besoins de capacité pour la sécurité d'approvisionnement (voir chapitre 5, fonctionnement technique du système).

3.5 Le stockage par batteries : un développement engagé et un volume de projets potentiels très important mais des incertitudes sur le modèle économique à long terme

3.5.1 Un volume d'un gigawatt de batteries déjà raccordé, qui contribue notamment à la fourniture de services système

Le volume de batteries raccordé à fin 2024 sur les réseaux de transport et de distribution s'élève à environ 1 GW en France. Ces batteries contribuent aujourd'hui pour l'essentiel à la fourniture de services système, participant notamment à la réserve primaire (près de 600 MW certifiés), et de plus en plus, à la réserve secondaire automatique (~80 MW certifiés), qui constitue un nouveau marché potentiel pour la filière. Cette participation croissante des batteries aux services système permet de libérer de la capacité des autres filières de production, notamment du parc nucléaire.

Les batteries participent également aux marchés de gros de court-terme, pour tirer profit des variations des prix de l'électricité, notamment sur le marché infra-journalier continu. À l'avenir, elles pourraient aussi contribuer localement à la résolution de congestions de réseau, à travers l'organisation d'appels d'offre ou de mécanismes dédiés. Ce dernier point fait l'objet de différentes initiatives, qui s'inscrivent dans le cadre de la stratégie d'adaptation du réseau présentée dans le SDDR début 2025.

Les nombreuses demandes de raccordement reçues par RTE et Enedis pour des projets de nouvelles

batteries laissent entrevoir une possible croissance importante du volume de batteries dans les prochaines années. S'il reste de fortes incertitudes sur la part de ces projets qui se réaliseront effectivement, il apparaît désormais probable que les batteries continueront de se développer *a minima* pour la fourniture de services système, et en particulier de la réserve secondaire. Au-delà du marché de services système – dont les besoins restent limités, la viabilité économique des modèles d'affaires des batteries reste incertaine et pourrait être fortement dépendante de la volatilité des prix sur les marchés journalier et infra-journalier et des effets de cannibalisation des revenus par les capacités de batteries additionnelles, par ailleurs de moins en moins coûteuses.

Même si les approches de modélisation d'équilibre offre-demande utilisées dans l'exercice du Bilan prévisionnel n'intègrent pas tous les segments de rémunération des batteries (valeur pour le réseau local ou valorisation sur le marché infra-journalier continu), des analyses sont menées, dans le cadre de l'étude et sur la base des retours des acteurs à la consultation publique, pour évaluer l'intérêt et les gains pour le système électrique associés au développement des batteries.

3.5.2 Pour le Bilan prévisionnel 2025, une approche décrivant le développement des batteries intègre un socle minimal de capacités

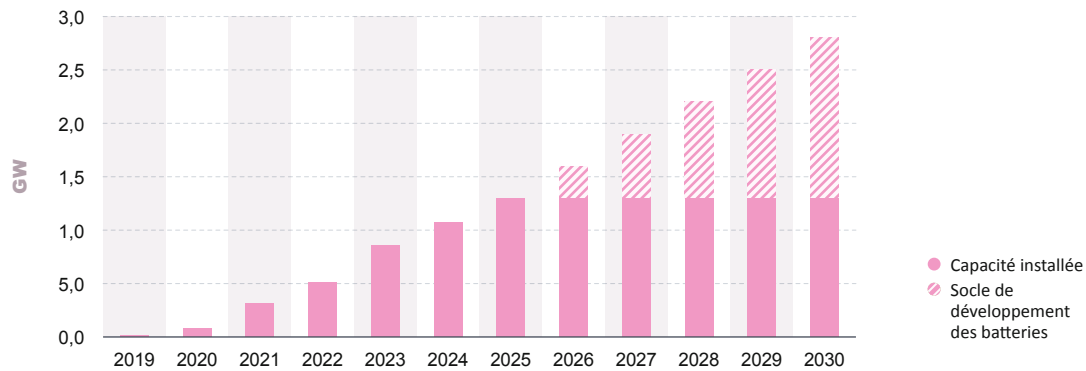
Pour ce nouvel exercice, l'approche retenue à l'issue de la consultation publique consiste à procéder en deux étapes :

- D'abord, intégrer dans les études une trajectoire socle de développement minimal des batteries suivant un accroissement tendanciel de 300 MW/an (moyenne des deux dernières années) pour atteindre une capacité installée

de 2,8 GW à 2030 (dédiées pour l'essentiel à la fourniture de services système et potentiellement à d'autres services ne dépendant pas uniquement des signaux de marché de gros) ;

- Puis, étudier l'apport de batteries au-delà de ce socle dans l'analyse des bouquets de flexibilités – cf. chapitre 5 – en ajoutant des batteries supplémentaires (de 2 h à 4 h) pour contribuer à

Figure 3.20 Évolution de la capacité installée des batteries et trajectoire « socle » de développement des batteries intégrée dans les analyses du Bilan prévisionnel 2025



la sécurité d'approvisionnement et à l'optimisation du système. Différentes variantes ont été testées, intégrant le développement de 5, 10 et 30 GW de batteries supplémentaires au-delà du socle mentionné ci-dessus.

Sur le plan de la modélisation, les batteries du socle dédiées aux services système sont supposées disposer d'une capacité d'injection/soutirage

de 2 h (en ligne avec les caractéristiques des projets observés actuellement) et ne pas participer à l'équilibrage du système sur les autres mécanismes. Concernant les autres batteries, des durées de fonctionnement plus longues, notamment de 4 h sont privilégiées, en cohérence avec les observations sur l'émergence des batteries en Europe et les retours des acteurs à la consultation publique.