

4

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ : DES PERSPECTIVES INTÉGRANT DES ÉVOLUTIONS CONTRASTÉES SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET NUCLÉAIRE

4.1 Le point de départ : augmenter la production d'électricité bas-carbone tout en faisant face au renouvellement des installations actuelles

4.1.1 Une problématique industrielle : renouveler les installations bas-carbone quand elles arrivent en fin de vie

La production d'électricité en France est déjà très largement décarbonée (à 93% en 2019 et 2020)¹. Comme présenté au chapitre 1, son bilan carbone est l'un des meilleurs au monde (62 gCO₂/kWh, pour une moyenne européenne de 317 hors France²). Au cours des prochaines années, la fermeture définitive des dernières centrales au charbon et la moindre sollicitation attendue des centrales à gaz du fait de la croissance des énergies renouvelables devraient conduire à renforcer cette performance. La France est de plus un pays très largement exportateur, ce qui améliore encore son bilan carbone.

De ce fait, la décarbonation du secteur électrique n'est pas le levier principal pour améliorer la performance climatique du pays. En revanche, le maintien de cette performance sur le temps long n'est pas acquis. Il est tributaire du renouvellement des installations de production bas-carbone durant la période couverte par l'étude *Futurs énergétiques 2050*. Si cette problématique est largement passée sous silence dans le débat public, elle est pourtant structurante dans l'établissement d'une feuille de

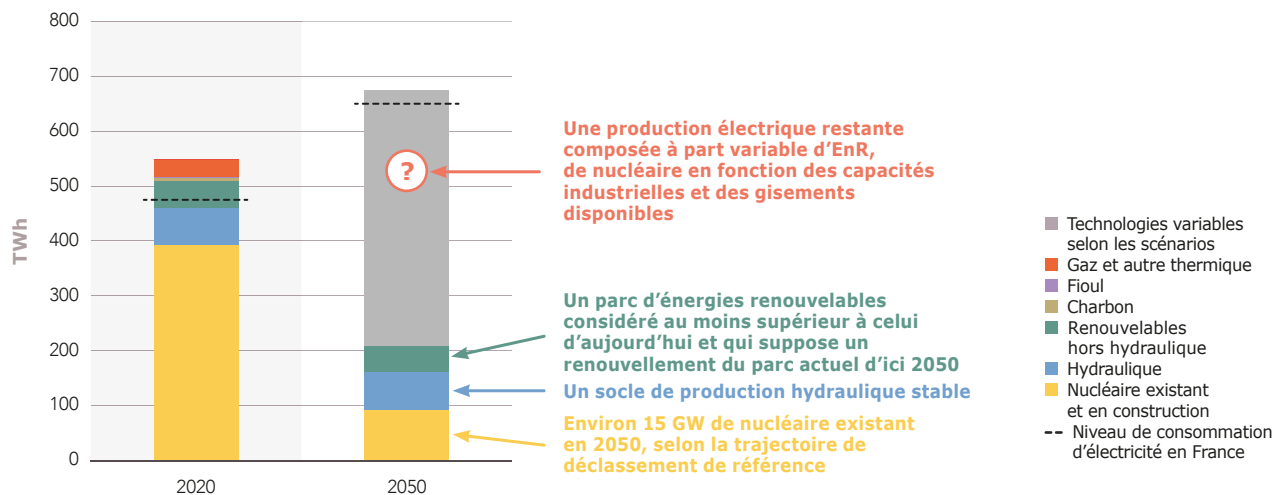
route énergétique pour les 40 prochaines années.

S'agissant de la pyramide des âges de son parc de production, la situation française est atypique. Même si l'éolien et le solaire se sont développés récemment en France, les installations bas-carbone françaises sont pour l'essentiel des centrales hydrauliques et nucléaires, et ces centrales ont, pour la majorité, été construites il y a plusieurs décennies. *A contrario*, un des cycles d'investissement les plus récents, celui des années 2010, a porté sur des installations utilisant des combustibles fossiles : les centrales à gaz françaises ont ainsi moins de dix ans de moyenne d'âge. Le cycle naturel de renouvellement des installations par critère d'âge porte ainsi, en priorité, sur des installations bas-carbone.

C'est en particulier le cas des réacteurs nucléaires de deuxième génération, qui fournissent 70% de l'électricité du pays : construits de manière rapprochée de la fin des années 1970 au début des années 1990, ils ont été initialement conçus

1. Bilan électrique 2020 de RTE, <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/>

2. Émissions de CO₂ incluant la cogénération et l'autoproduction – Source : *Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde*, édition 2021, Ministère de la transition écologique

Figure 4.1 Perspectives d'évolution de la production d'électricité entre 2020 et 2050

en tablant sur une durée d'exploitation de quarante années, et donc avec la perspective qu'un cycle de renouvellement interviendrait entre la fin des années 2010 et le début des années 2030. Même s'il a été depuis montré, en France et ailleurs dans le monde, que ces réacteurs pouvaient être exploités plus longtemps sous réserve que certains de leurs composants clés soient progressivement renouvelés, l'arrêt à terme de ces réacteurs, comme de toute installation industrielle, revêt un caractère inéluctable et doit nécessairement être pris en compte dans la stratégie énergétique française.

Enfin, durant les quarante prochaines années, les

premières éoliennes et panneaux solaires installés sur le territoire au cours des 15 dernières années devront également être renouvelés. Ces installations ont en effet des durées de vie plus courtes, de l'ordre de 20 à 25 ans.

Dès lors, **la question du mix électrique au cours des prochaines décennies doit nécessairement être appréhendée en considérant qu'une large partie des actifs actuels devront être renouvelés.** Il ne s'agit donc pas uniquement de définir comment l'incrément de consommation électrique pourra être alimenté, mais bien de réfléchir sur la quasi-totalité du volume d'électricité à produire.

4.1.2 Un choix structurant : la relance ou non d'un programme de nouveau nucléaire

Pour alimenter une consommation d'électricité d'environ 650 TWh en 2050 et remplacer les réacteurs nucléaires qui seront fermés, le débat technique et public s'est structuré autour de deux options distinctes : (i) celle d'un mix «renouvelables + nucléaire», en lançant donc un nouveau programme nucléaire allié à un fort développement des énergies renouvelables, (ii) celle d'un système reposant à terme uniquement sur les énergies renouvelables.

Dans le premier cas, le mix électrique – nécessairement intégralement bas-carbone pour atteindre la neutralité carbone – serait constitué de réacteurs nucléaires anciens et récents et d'un bouquet d'énergies renouvelables, dans des proportions différentes d'aujourd'hui et variables selon les scénarios. Dans le second cas, le système électrique s'acheminerait vers une solution «100 % renouvelable».

La scénarisation des *Futurs énergétiques 2050* est articulée autour de cette distinction entre les deux grandes options. Dans la première (scénarios N1, N2, N03), les nouveaux investissements dans le parc combinent énergies renouvelables et de nouveaux réacteurs nucléaires ; dans la seconde (scénarios M0, M1, M23), ils se portent uniquement sur les énergies renouvelables. Au sein de chaque famille de scénarios, plusieurs trajectoires de développement des énergies renouvelables et du nucléaire sont considérées et reposent sur des logiques industrielles et sociétales contrastées. La suite de ce chapitre détaille les trajectoires sous-jacentes pour les différentes filières de production tandis que les scénarios de mix production-consommation sont explicités dans le chapitre 5.

Cette représentation met ainsi l'accent sur l'importance de la décision de relance ou non d'un parc électronucléaire, qui engagera le pays sur le temps long et résultera d'un choix structurant ayant des implications techniques, économiques, environnementales et sociétales très larges et qui constituera donc une décision politique.

Dans le cadre de la concertation, la distinction claire entre les scénarios selon cette ligne a fait l'objet d'un large consensus.

Organisée ainsi, l'étude *Futurs énergétiques 2050* s'inscrit dans la séquence logique définie par les pouvoirs publics pour prendre une décision sur le renouvellement du parc nucléaire :

- La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en 2020 porte sur la période allant jusqu'à 2028 et est cadrée sur une vision prospective du système électrique à 15 ans, cohérente avec la temporalité retenue dans le Bilan prévisionnel 2017 de RTE. L'échéance 2035 n'est toutefois pas suffisante pour statuer sur l'intérêt et les enjeux du renouvellement du parc.
- La PPE définit un programme de travail devant permettre de documenter les différentes options pour le renouvellement du parc. Ce programme de travail inclut différents livrables, qui sont selon les cas de la responsabilité de l'État, de RTE, ou des acteurs de la filière nucléaire. Ce programme de travail est coordonné par l'État.
- Au titre de ce programme, EDF a remis à l'État au printemps 2021 une proposition technique, économique et financière de renouvellement du parc nucléaire. Cette proposition, appelée programme «nouveau nucléaire France» (programme NNF) consiste à engager maintenant un programme de construction de six nouveaux réacteurs (trois paires) de technologie EPR2 sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Tricastin ou Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes). Les mises en service seraient prévues entre 2035 et 2045.
- Les administrations ont conduit de multiples audits sur la proposition d'EDF. Elles doivent remettre au gouvernement une estimation actualisée de l'option du nouveau nucléaire, associée à leur propre évaluation des coûts.
- Pour répondre aux questions relevant de son périmètre de responsabilité, RTE a engagé la démarche *Futurs énergétiques 2050*. La consistance technique spécifique des scénarios 100% renouvelables a fait l'objet d'un rapport commun entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie, publié le 28 janvier 2021. La description technique, économique, sociétale et environnementale des scénarios du présent rapport et les analyses approfondies qui seront publiées au premier trimestre 2022 complètent cette analyse.

4.2 Le nucléaire : des avènements contrastés, entre fermeture des réacteurs actuels, différentes options de réinvestissement et possibilité d'une sortie

4.2.1 L'enjeu de disposer d'une prospective de qualité sur l'avenir de l'option nucléaire

L'étude *Futurs énergétiques 2050* implique un travail de prospective sur l'évolution de la production électronucléaire française, réalisé en concertation avec les parties prenantes.

Il s'agit d'un sujet qui suscite un débat très vif, qui a animé la concertation menée sur l'étude. Dans cette discussion à forte charge symbolique, la détermination même de trajectoires de long terme implique des sous-jacents qu'il est nécessaire d'explicitier et de mettre en débat, tant sur la faculté de la filière à construire de nouveaux réacteurs dans des délais maîtrisés que sur la faculté d'exploiter un parc durablement constitué de réacteurs de deuxième génération qui auront fait l'objet de travaux structurants dans la décennie 2020.

Le travail spécifique d'explicitation des trajectoires possibles d'évolution du parc nucléaire au cours des 40 prochaines années est un produit de la concertation. Il a fait l'objet de discussions ouvertes, qui ont progressivement conduit à élargir le spectre des scénarios envisageables. La consultation publique et les réunions de concertation ont illustré la diversité des appréciations portées sur le choix du nucléaire. Un premier groupe de contributions a mis l'accent sur les risques d'une stratégie reposant sur l'exploitation prolongée des réacteurs de deuxième génération ou le lancement d'un

renouvellement du parc, en soulignant un potentiel risque économique (surdimensionnement de l'appareil électronucléaire), climatique (retard dans la mise en service des réacteurs, conduisant à ne pas tenir les trajectoires) ou systémique (absence d'alternative en cas de nécessité de procéder à l'arrêt anticipé de réacteurs pour des raisons de sûreté). Un autre groupe a souligné le risque, *a contrario*, que les limites actuelles de la filière soient surpondérées dans la décision publique et qu'elles jouent le rôle de prophéties auto-réalisatrices, conduisant à des risques majeurs sur le plan climatique (le rythme nécessaire de déploiement des renouvelables devant être très important sans nucléaire), économique (coût des renouvelables) ou techniques (la faisabilité pratique d'un système 100% renouvelable étant soumise à la réussite de paris technologiques). Dans tous les cas, il en résulte un besoin d'articuler finement les trajectoires d'évolution du parc ainsi que ses principaux jalons, et d'en tenir compte dans l'analyse des stratégies de moindre regret.

Les perspectives pour le parc nucléaire français sont déterminées à la fois par les trajectoires de fermeture du nucléaire existant (deuxième génération) et par le rythme possible de développement de nouveaux réacteurs (troisième génération et petits réacteurs modulaires).

4.2.2 La part du nucléaire dans les scénarios de mix : un débat symbolique, mais insuffisant à décrire les enjeux techniques

En France, le débat sur le nucléaire s'est structuré de manière très spécifique autour de la notion de «part» du nucléaire dans la production d'électricité. RTE a déjà eu l'occasion de préciser que, formulé ainsi, ce débat ne rendait pas correctement compte des enjeux sur la sécurité d'alimentation. Le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement, tout comme la résilience du système à divers aléas, ne dépendent en effet pas de la «part» des différentes sources de production mais du dimensionnement global de l'appareil de production par rapport à la consommation projetée et, ainsi, des marges de sécurité autorisées par chaque configuration de mix électrique. Ce niveau est évalué alors par analyse probabiliste des aléas et peut être comparé à des normes internationales selon les métriques de référence utilisées dans le présent rapport (*voir notamment chapitres 7 et 8 sur la sécurité d'approvisionnement*). Il peut être complété par différents «stress-tests», qui peuvent porter par exemple (pour l'appareil de production) sur le risque d'indisponibilité générique de réacteurs nucléaires ou les périodes «sans vent» mais, là encore, la notion de «part» d'une technologie ne permet pas, seule, de conclure sur la sécurité d'approvisionnement.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, la part relative du nucléaire à l'horizon 2050 varie selon les scénarios en fonction de la taille projetée du parc nucléaire et du développement anticipé des énergies renouvelables.

Cette part est le résultat d'analyses techniques et n'est pas limitée par une contrainte politique qui serait liée à la diversification du mix. Si la majorité des scénarios retient comme point de départ la SNBC et la PPE adoptées en 2020, qui structurent les politiques publiques actuellement conduites par la France, certains scénarios s'en écartent et testent des configurations alternatives. Telle est bien la nature d'un exercice prospectif visant à déterminer des scénarios permettant d'atteindre les objectifs climatiques de la France, à en débattre de manière ouverte et structurée, à permettre aux pouvoirs publics de disposer d'outils pour la prise de décision : **pour les besoins de l'étude, il n'y a donc pas lieu de limiter a priori la part du nucléaire.**

La part des différentes filières peut, en revanche, être conditionnée aux contraintes industrielles

existantes. S'agissant du nucléaire, une double contrainte s'exerce : la durée de vie du parc nucléaire actuel et les rythmes envisageables pour la construction de nouveaux réacteurs. Ces contraintes ont été discutées avec les acteurs de la filière nucléaire, qui ont pu s'exprimer lors de la concertation et de la consultation publique.

La proposition industrielle la plus haute de la filière consiste à date à atteindre un parc nucléaire d'une capacité complète de 50 GW en 2050, dans un scénario de relance volontariste du nucléaire.

Cette perspective, qui représente un défi industriel de premier plan, ne doit pas être interprétée comme un «renoncement» sur le nucléaire. En effet, disposer d'un parc de 50 GW en 2050 implique de réunir quatre conditions : (i) prolonger l'essentiel des réacteurs actuels au moins jusqu'à 60 ans, (ii) être en mesure d'exploiter certains d'entre eux au-delà de cette durée (et ce d'autant plus que certains fermeront à 50 ans) en respectant les prescriptions de sûreté qui seront imposées par l'ASN, (iii) mettre en service 14 nouveaux réacteurs de type EPR 2 entre 2035 et 2050, dont de très nombreux entre 2040 et 2050, et (iv) installer en complément une capacité significative (4 GW) de petits réacteurs nucléaires.

Cette projection pourra être amenée à évoluer avec le temps : sans réinvestissement dans la filière, sa capacité projetée à long terme continuera de diminuer, tandis qu'une décision rapide de relance pourrait conduire, ultérieurement, à revoir à la hausse ses perspectives.

Un parc de 50 GW est susceptible de produire de l'ordre de 325 TWh en 2050. Un tel volume représente, dans la trajectoire de consommation de référence, environ 50% de la production d'électricité nationale. La part relative du nucléaire dans la production varie selon la trajectoire de consommation considérée : dans le scénario «sobriété», un parc de 50 GW pourrait alimenter environ 60% des besoins, dans le scénario «réindustrialisation profonde» environ 44%. Il n'y a donc aucune limite intrinsèque à la part du nucléaire dans les différents scénarios.

4.2.3 Les réacteurs de seconde génération : une fermeture à anticiper au cours des années 2030 à 2060

4.2.3.1 Une trajectoire de référence : une durée d'exploitation maximale de 60 ans, un panachage des fermetures à l'échéance des 5^e et 6^e réexamens périodiques

Les scénarios prévoient tous une diminution progressive de la capacité du parc nucléaire de seconde génération entre aujourd'hui et 2060, pour des raisons techniques. En effet, l'étude prend pour hypothèse – sans que ce point n'ait fait l'objet d'une contestation de la part des acteurs de la filière – que le parc actuel sera progressivement mis à l'arrêt et que la durée d'exploitation des réacteurs pourra aller au-delà de 50 ans pour une grande partie mais ne pourra pas, dans le cas général, excéder 60 ans.

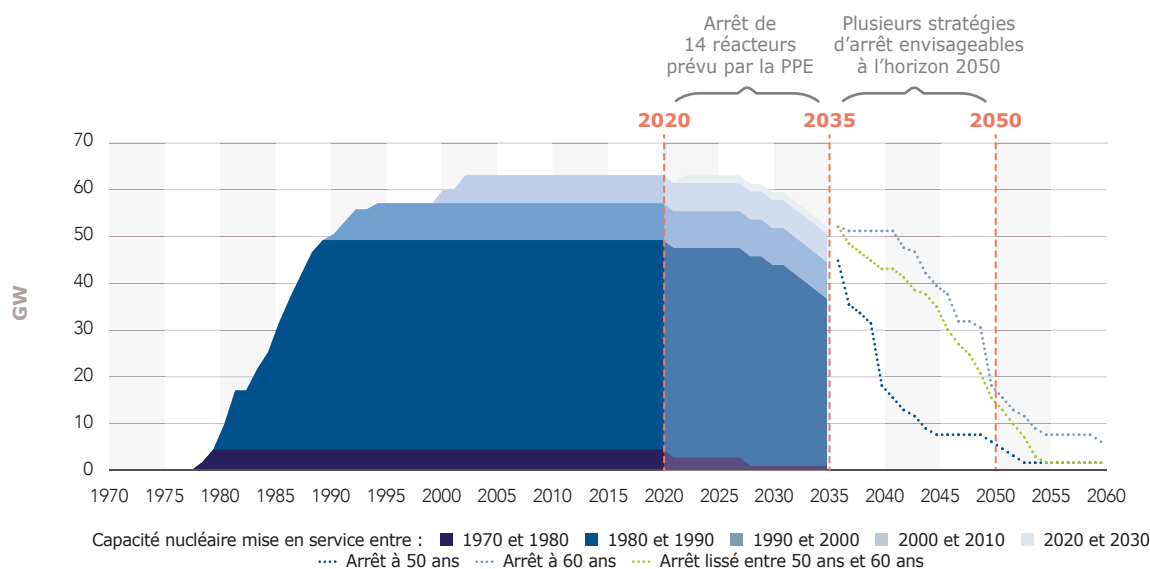
L'essentiel des réacteurs de seconde génération ayant été mis en service entre la fin des années 1970 et le début des années 1990, de nombreux réacteurs existants atteindront 60 ans de durée de vie dans les décennies 2040 et 2050. Pour éviter un « effet falaise » associé à l'arrêt d'un grand nombre de réacteurs d'une année sur l'autre, le lissage des arrêts de réacteurs sur l'ensemble de la période 2040-2060, correspondant à des

fermetures panachées entre 50 et 60 ans de durée d'exploitation, présente un fort intérêt industriel. Celui-ci favorise en particulier la gestion des conséquences sociales associées à la fermeture progressive des tranches nucléaires ainsi que l'articulation avec le développement de nouveaux moyens en remplacement (qu'ils soient nucléaires ou renouvelables) qui se fera nécessairement de manière progressive.

Cette trajectoire industrielle, intégrant un lissage des arrêts, est celle qui est retenue en référence dans l'étude.

Le « début de trajectoire », c'est-à-dire le rythme de fermeture de réacteurs sur la période 2020-2035, est celui fixé par la PPE. Celle-ci prévoit l'arrêt de 12 réacteurs nucléaires, en plus de ceux de Fessenheim, déjà fermés en 2020. Au-delà de la possibilité de fermer deux réacteurs additionnels en 2025-2026, la trajectoire de la PPE implique que

Figure 4.2 Évolution du parc nucléaire existant et en construction à 2060 dans la trajectoire de référence (intégrant les arbitrages actuels de la PPE sur les fermetures d'ici 2035 et avec un arrêt des réacteurs lissé entre 50 et 60 ans de durée de vie au-delà)



quelques fermetures de réacteurs interviennent à partir de 2028, en anticipation par rapport à l'échéance du cinquième réexamen périodique.

Au-delà de cet horizon, le rythme des fermetures serait nécessairement plus rapide, avec notamment trois réacteurs fermés chaque année en moyenne sur la période 2045-2055.

Dans la trajectoire de référence, la capacité des réacteurs existants (incluant l'EPR de Flamanville actuellement en construction) diminue progressivement, s'élève à environ 15 GW en 2050 et devient nulle vers la fin des années 2050. Dans cette trajectoire et en l'absence de construction de nouveaux réacteurs, la sortie du nucléaire en France intervient à l'horizon 2060 (à l'exception possible de l'EPR de Flamanville).

4.2.3.2 Un sous-jacent important à la trajectoire de référence : une réussite du grand carénage pour prolonger l'ensemble des réacteurs actuels jusqu'à leur cinquième visite décennale, et certains au-delà

La prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires de deuxième génération jusqu'à 50 ou 60 ans constitue une opération lourde, dont la réussite ne peut être considérée comme acquise *a priori*.

Elle implique un programme industriel de grande ampleur, le grand carénage, actuellement mis en œuvre par EDF sur tous ses réacteurs dans le cadre de leurs arrêts programmés pour maintenance. Ce programme doit conduire à remplacer plusieurs grands composants des installations nucléaires (générateurs de vapeur, turbines) et à renforcer les dispositifs de sûreté en tenant compte du retour d'expérience formalisé à l'issue de l'accident nucléaire de Fukushima-Daiichi, comme le veut la règle générale en vigueur dans l'industrie nucléaire. À l'issue du grand carénage, la réévaluation de la sûreté des réacteurs existants doit donc être réalisée au regard des nouvelles exigences de sûreté, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires et de la durée de fonctionnement selon les termes utilisés par l'ASN, c'est-à-dire ceux des réacteurs de troisième génération de type EPR.

Sur le plan réglementaire, il n'existe pas en France de limite fixée par la loi ou la réglementation pour l'exploitation d'une installation nucléaire. Les autorisations sont délivrées sans limitation de durée, et des réexamens approfondis des installations (réexamens périodiques) sont réalisés tous les dix ans pour évaluer les conditions de la poursuite d'exploitation pour dix années supplémentaires.

À l'issue d'une longue instruction, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a rendu en février 2021 son avis générique sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique³, c'est-à-dire pour une prolongation de 40 à 50 ans de la durée de fonctionnement. Il s'agit d'un avis particulièrement structurant, puisqu'il avait été retenu, lors de la conception de ces réacteurs, une hypothèse de 40 années de fonctionnement. Par cet avis, l'ASN a validé le principe de la prolongation des réacteurs 900 MW jusqu'à 50 ans, tout en prescrivant la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF dans le cadre du grand carénage et en fixant des dispositions supplémentaires pour atteindre les objectifs du réexamen. Ces prescriptions génériques seront ensuite appliquées à chaque réacteur dans le cadre de son réexamen.

La publication de l'avis générique de l'ASN sur le palier 900 MW conforte la crédibilité de la trajectoire de référence, la prolongation pour dix ou vingt ans de l'exploitation des réacteurs, sous réserve des importants travaux actuellement en cours ou demandés par l'ASN.

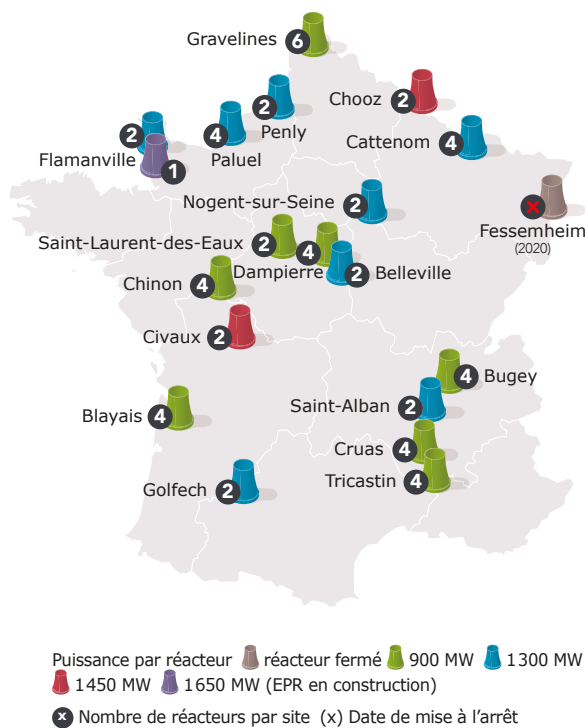
Néanmoins, ce processus souligne également qu'il demeure un grand nombre d'étapes à franchir pour atteindre ce scénario de référence. L'ASN ne s'est prononcée que sur un seul des paliers – celui de 900 MW – et uniquement pour une

3. Décision n° 2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021

prolongation de dix années. À la date de publication de ce rapport, parmi les 32 réacteurs du palier 900 MW en activité, quatre ont achevé avec succès leur quatrième visite décennale (Tricastin 1, Bugey 2, Tricastin 2, Bugey 4), et trois sont en cours (Dampierre 1, Bugey 5, Gravelines 1). Comme RTE l'a illustré à de nombreuses reprises, le calendrier des quatrième visites décennales s'accélère en 2021 et atteint son pic en 2023, il implique un volume d'interventions considérables, dont la maîtrise est clé et sur laquelle l'ASN a déjà alerté⁴, et qui engendre des engagements financiers importants.

L'analyse de la stratégie de référence pour la prolongation du parc au cours des prochaines années doit ainsi également intégrer l'importance de disposer de marges de sécurité permettant de faire face à des aléas dans la conduite des chantiers, de se prémunir contre la possibilité que les prolongations ne soient pas possibles sur tous les réacteurs ou qu'elles impliquent des arrêts plus longs qu'escompté.

Figure 4.3 Parc nucléaire au 31 décembre 2020



4.2.3.3 Une trajectoire de fermeture plus rapide dans le scénario de sortie du nucléaire en 2050

Dans le cas d'une volonté de sortir du nucléaire d'ici 2050, voire à une échéance plus rapprochée, il est nécessaire d'accélérer nettement le rythme de fermeture des réacteurs sur la période de l'étude.

Ainsi, pour une sortie du nucléaire à l'horizon 2050 correspondant à l'objectif du scénario «M0», il est nécessaire de mettre à l'arrêt près de trois réacteurs par an en moyenne dès l'horizon 2030 et jusqu'à 2050. Ceci implique de fermer l'essentiel des réacteurs existants à 40 ou 50 ans de durée d'exploitation (et même avant 40 ans pour l'EPR de Flamanville).

Dans un scénario de sortie du nucléaire à une date très rapprochée (2035), le rythme de fermeture à

atteindre serait encore plus important avec plus de cinq réacteurs par an à arrêter dès les prochaines années. Une telle configuration de «fermeture accélérée du nucléaire» est étudiée dans les *Futurs énergétiques 2050* (voir chapitre 5) : au-delà des doutes majeurs qu'elle suscite sur les capacités à remplacer ces installations pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le respect des objectifs climatiques, un tel rythme de fermeture des centrales embarque des contraintes industrielles et sociales importantes.

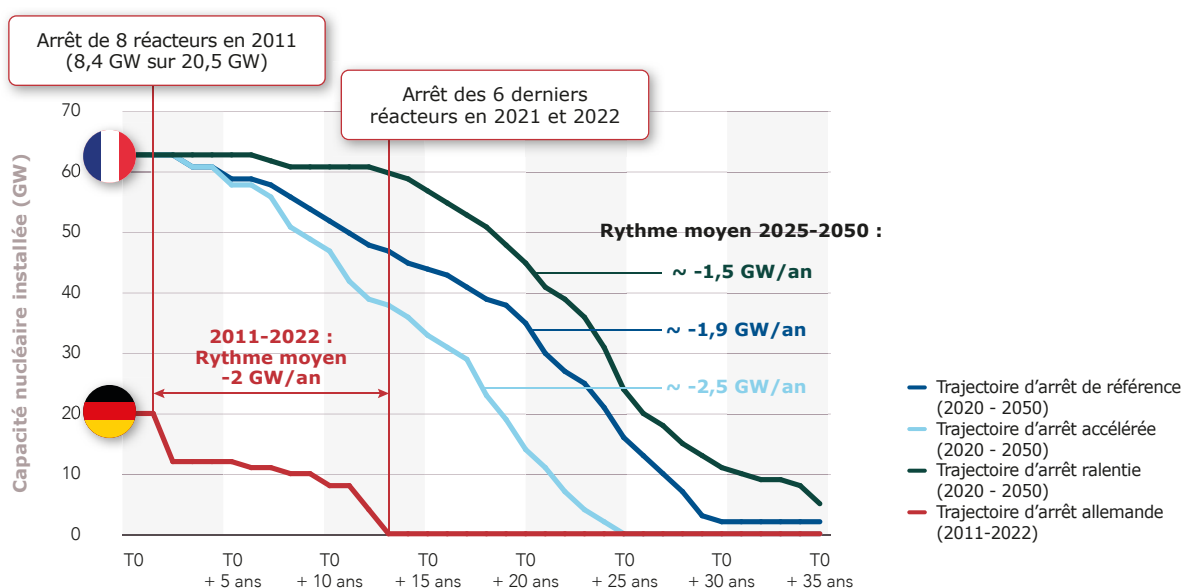
Il existe deux précédents récents de fermeture très rapide de réacteurs nucléaires : l'Allemagne (de manière programmée) et le Japon (de manière instantanée).

4. Présentation du Rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020 aux parlementaires de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) par Bernard Doroszczuk, président de l'ASN, et Olivier Gupta, directeur général, le 27 mai 2021

L'Allemagne a commencé sa sortie du nucléaire au lendemain de l'accident de Fukushima-Daiichi. Elle a immédiatement mis à l'arrêt huit réacteurs, puis a programmé la fermeture des autres en l'étalant sur une durée de 11 ans. À l'issue de ce programme, fin 2022, l'Allemagne aura fermé 17 réacteurs en 11 ans, produisant à l'origine près de 150 TWh, soit une réduction d'un rythme de 14 TWh/an. Cette fermeture a été accompagnée d'une forte croissance du développement de l'éolien et du solaire (+ 110 TWh entre 2011 et aujourd'hui), qui néanmoins demeure insuffisante pour permettre la fermeture simultanée des centrales à charbon. Le rythme de fermeture des réacteurs dans la trajectoire accélérée est supérieur à celui de l'Allemagne. Quant au Japon, la fermeture immédiate des réacteurs (dont certains ont depuis été redémarrés) a été compensée en large partie par la remise en service de capacités thermiques peu utilisées, complétée par des programmes d'économie d'énergie, l'utilisation des énergies renouvelables demeurant très faible.

La question du rythme de fermeture des réacteurs nucléaires en France doit, de plus, intégrer des dimensions supplémentaires propres à la stratégie du « cycle fermé » choisie par France. En effet, des pays comme l'Allemagne et le Japon ne retraitent actuellement pas leur combustible nucléaire usé et se sont donc dotés d'importantes capacités pour l'entreposer. Dans la situation française, de telles capacités de stockage n'existent pas aujourd'hui puisque le combustible nucléaire est retraité une fois sous forme de MOX au lieu d'être stocké. La production d'une unité de combustible MOX consomme environ huit unités de combustible usé. Ainsi, la fermeture d'un réacteur consommant du MOX n'est actuellement possible qu'au prix d'une réduction des déchets en fermant au préalable des réacteurs classiques ou d'une augmentation des capacités d'entreposage de combustible usé. Toute trajectoire de fermeture du nucléaire en France doit intégrer ces éléments, qui structurent le rythme possible de réduction de la capacité de production nucléaire.

Figure 4.4 Comparaison des trajectoires d'arrêt des réacteurs nucléaires proposée en France (2025-2060) et réalisée en Allemagne (2011-2022)



4.2.3.4 Une option pour ralentir la fermeture en début de période

À l'opposé des scénarios de sortie anticipée du nucléaire, l'étude analyse une autre trajectoire alternative consistant à repousser le plus longtemps possible la fermeture de réacteurs nucléaires dont les coûts sont amortis et qui constituent un atout pour la lutte contre le changement climatique. Cette stratégie implique de pousser la durée de vie des réacteurs au maximum de leurs capacités techniques dans le respect des conditions de sûreté fixées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Dans cette option, les fermetures de réacteurs prévues par la PPE sur les quinze prochaines années seraient reportées, en totalité ou en partie. Il ne s'agit donc pas ici uniquement de ne pas activer les fermetures optionnelles sur les années 2025 et 2026 mentionnées par la PPE (RTE a déjà analysé, dans le Bilan prévisionnel 2021, que les conditions prévues par la PPE pour procéder à de telles fermetures ne sont pas remplies vu d'aujourd'hui⁵), mais bien d'envisager le report de l'ensemble des 12 fermetures de réacteurs prévues d'ici 2035.

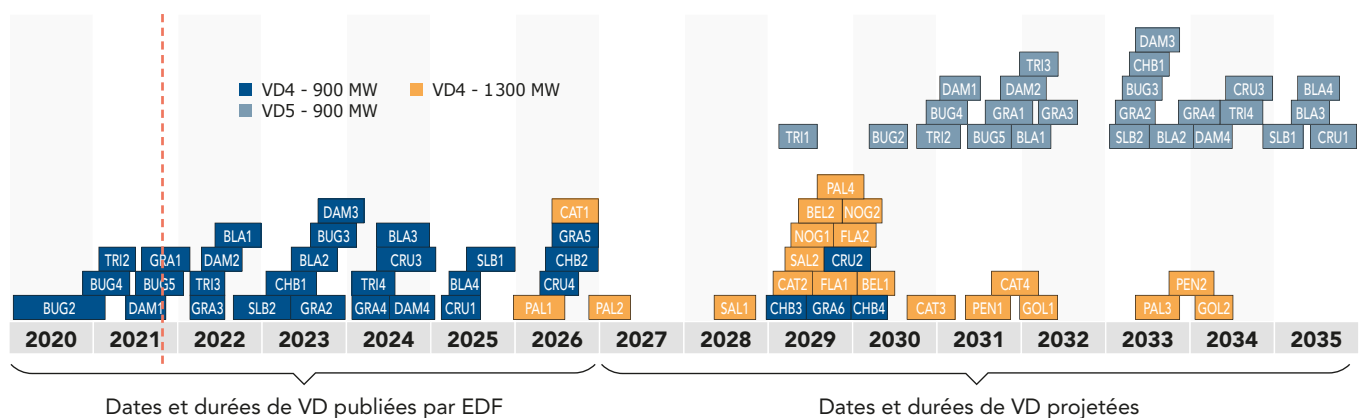
L'option de la prolongation intégrale du parc au cours des 10-15 prochaines années permet de maintenir une capacité nucléaire maximale, en

complément du développement des énergies renouvelables, à l'horizon 2030-2035. À cette échéance, il n'existe en effet pas de relais possible par du nouveau nucléaire, du fait des délais de développement et de construction de nouveaux réacteurs (voir paragraphe 4.2.4).

Cette option implique de prolonger des réacteurs non seulement au-delà de leur VD 4, mais également au-delà de leur VD 5. C'est notamment le cas pour les réacteurs les plus anciens du parc (Tricastin, Bugey), dont les cinquièmes visites décennales (VD) sont programmées pour intervenir à l'horizon 2030 et qui devraient alors être prolongés au-delà. La perspective d'une prolongation intégrale du parc existant est donc conditionnée par la capacité industrielle de l'exploitant à réaliser les travaux de prolongation nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de l'ASN.

Cette option conduirait à repousser au-delà de 2035 l'atteinte de l'objectif fixé par la loi de 50 % de nucléaire dans la production d'électricité. Un tel report nécessiterait une modification de la loi mais serait indispensable dans le cas où les pouvoirs publics souhaitent maintenir à long terme

Figure 4.5 Planning prévisionnel des quatrième et cinquième visites décennales des centrales nucléaires françaises jusqu'à 2035



5. Bilan prévisionnel 2021 de RTE, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021.pdf>

(2050-2060) un socle nucléaire conséquent conduisant à une part du nucléaire proche des 50 % dans le scénario de référence. En effet, compte tenu des contraintes sur la durée de vie des réacteurs et des contraintes industrielles remontées par la filière nucléaire sur le rythme de mise en service de nouveaux réacteurs, il n'apparaît pas possible de baisser la part du nucléaire à 50 % en 2035 puis de la maintenir à ce niveau à l'horizon 2050-2060. Cela impliquerait de construire de nouveaux réacteurs à un rythme supérieur à celui des années 1980, ce qui dépasse nettement les capacités industrielles

projetées par la filière nucléaire en France. RTE avait initialement proposé ce type de scénarios à la consultation publique mais celui-ci n'a été jugé ni réaliste ni cohérent sur le plan industriel par la grande majorité des répondants.

La prolongation de l'essentiel des réacteurs est ainsi retenue dans la trajectoire «arrêt ralenti» du scénario «N03». Dans cette trajectoire, seuls deux réacteurs (en plus des deux de Fessenheim) sont supposés fermer d'ici 2035 et la part du nucléaire dans le mix se maintient à environ 60 % à cet horizon.

4.2.3.5 Une option pour la prolongation au-delà de 60 ans

Dans le cadre de la concertation menée par RTE sur les *Futurs énergétiques 2050*, plusieurs acteurs se sont interrogés sur la possibilité de prolonger certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans de durée d'exploitation.

Ces interrogations s'appuyaient en particulier sur l'exemple de certains réacteurs nucléaires aux États-Unis, dont les licences ont été prolongées par la *Nuclear Regulatory Commission (NRC)* pour permettre une exploitation jusqu'à 80 ans. Parmi ces réacteurs, quelques-uns ont effectivement été mis en service il y a désormais près de 60 ans sous le contrôle de la NRC.

En réponse à la consultation publique menée au début de l'année 2021, les industriels de la filière nucléaire se sont en outre montrés pour la première fois ouverts à l'hypothèse d'une prolongation de certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans en France. Il s'agit d'une évolution notable de leur position, la fermeture de tous les réacteurs à 60 ans au plus tard ayant toujours, jusque-là, fait office d'hypothèse de référence dans ces travaux sans que ce point ne soit contesté.

La comparaison avec les réacteurs états-uniens doit être prise avec précaution. Bien que la technologie utilisée pour la plupart des réacteurs français soit identique à celle de nombreux réacteurs américains (réacteurs à eau pressurisée sous licence *Westinghouse*), des différences de traitement de la prolongation du nucléaire subsistent entre les deux pays.

D'une part, le fonctionnement des licences d'exploitation aux États-Unis, qui peuvent être renouvelées pour plusieurs décennies, diffère du processus mis en place en France : celui-ci prévoit une démonstration de sûreté et des travaux de mise à niveau tous les dix ans pour que les réacteurs puissent être autorisés à prolonger leur exploitation dans les meilleures conditions de sûreté. En outre, la prolongation des licences d'exploitation de certains réacteurs états-uniens jusqu'à 80 ans ne garantit pas que ceux-ci seront techniquement et économiquement aptes à fonctionner jusqu'à cette échéance.

D'autre part, la démonstration de sûreté des réacteurs américains n'est pas basée sur les mêmes principes méthodologiques (méthode probabiliste utilisée par la NRC aux États-Unis pour s'assurer du maintien du niveau de sûreté par rapport à la mise en service, méthode déterministe pour vérifier l'amélioration continue de la sûreté utilisée par l'ASN en France) et ne peut donc être répliquée dans les mêmes conditions.

En tout état de cause, si l'option de prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans en France apparaît ouverte, elle n'est possible que sous de strictes conditions et est soumise à la validation de l'ASN. Cette prolongation ne serait d'une part vraisemblablement envisageable que pour certains réacteurs et ne pourra donc constituer un cas général. Elle doit d'autre part être anticipée pour garantir la sûreté des réacteurs concernés. Dans une récente audition au

Sénat⁶, le président de l'ASN a ainsi indiqué qu'il n'y avait à ce jour pas de visibilité sur la tenue des cuves au-delà de 50 ans et que les perspectives semblaient «un peu justes» pour certains réacteurs. Il a également plaidé pour une anticipation des études et des recherches sur le vieillissement des matériaux afin d'avoir de la visibilité sur les possibilités de prolongation au-delà de 60 ans et de disposer d'un plan réaliste pour le nucléaire en vue de projeter le mix énergétique de long terme.

Malgré ces réserves, cette option ne peut être exclue *a priori* au regard des expériences internationales et il apparaît en ce sens nécessaire qu'elle fasse l'objet d'une description, ne serait-ce que pour évaluer ses prérequis et identifier les principaux jalons décisionnels associés. Pour que certains réacteurs nucléaires de deuxième génération soient prolongés au-delà de 60 ans durant la décennie 2040-2050, la décision devra être prise aux alentours de 2040. Or une telle décision nécessite une

Figure 4.6 Trajectoires de fermeture du nucléaire existant

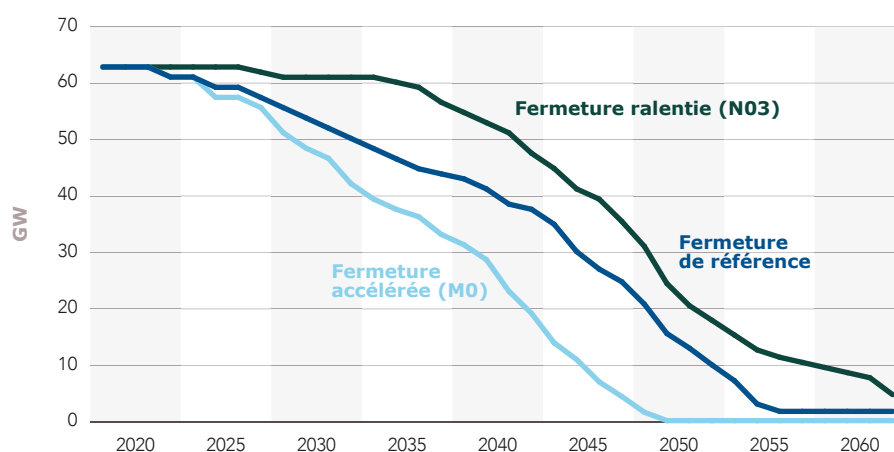


Tableau 4.1 Âge moyen des réacteurs encore en service par trajectoire de fermeture du nucléaire existant

Âge moyen des réacteurs existants (hors EPR de Flamanville) encore en service en :	Trajectoire de fermeture du nucléaire existant		
	Référence (M1, M23, N1, N2)	Accélérée (M0)	Ralentie (N03)
2030	42 ans	41 ans	42 ans
2040	50 ans	47 ans	51 ans
2050	54 ans		56 ans
2060			58 ans

6. Audition de M. Bernard Doroszczuk, président de l'Autorité de sûreté nucléaire, devant la Commission des affaires économiques du Sénat, le 7 avril 2021 : <https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20210405/ecos.html#toc5>

instruction d'au moins dix ans, ce qui implique de disposer de premiers éléments techniques aux alentours de 2030. L'option d'une prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans impliquerait donc, dès aujourd'hui, qu'un programme de recherche et développement spécifique lui soit consacré.

Dans les scénarios de RTE, cette option n'est ouverte que dans le seul scénario «N03», pour quelques réacteurs (entre trois et cinq dans ce

scénario selon les paliers et réacteurs retenus, et d'autant plus si certains doivent être fermés à 50 ans). Dans cette configuration, la capacité de nucléaire existant (incluant l'EPR de Flamanville en construction) encore en service en 2050 est d'environ 25 GW contre 15 GW dans la trajectoire centrale. Ceci contribue à atteindre une capacité de production nucléaire totale d'environ 50 GW à cet horizon.

4.2.4 Les réacteurs de troisième génération : des rythmes de développement de nouveaux EPR conditionnés par le déploiement de capacités industrielles adéquates

Après la principale phase d'investissement dans la technologie nucléaire (années 1970 et 1980), plusieurs pays ont développé une nouvelle génération de réacteurs nucléaires dits de «troisième génération» répondant à des exigences accrues en termes de sûreté et de sécurité. Ces exigences visent à tirer les enseignements des accidents nucléaires et des attentats ayant eu lieu depuis la fin des années 1970.

La France et l'Allemagne ont ainsi développé à partir de 1989 la filière EPR de réacteur à eau pressurisée. Après la décision allemande d'arrêter la construction de réacteurs nucléaires en 1998, le projet n'a plus été porté que par la France dont il constitue aujourd'hui la filière privilégiée. Les grandes options de conception définies conjointement entre les ingénieries des deux pays n'ont pas été remises en cause compte tenu de l'avancement du projet.

Dans les années 2000, dans un contexte international de «renaissance du nucléaire», les groupes EDF et Areva ont suivi des stratégies industrielles distinctes, et les réacteurs EPR construits depuis présentent des différences de conception. Deux réacteurs de cette filière sont en service en Chine (Taishan), deux sont construits et en préparation de mise en service (Olkiluoto en Finlande construit par Areva, Flamanville en France construit par EDF), et deux sont en phase de chantier à Hinkley Point au Royaume-Uni.

La construction des EPR européens en Finlande et en France a subi de nombreux retards. Le chantier

de l'EPR de Flamanville, envisagé comme une tête de série d'un nouveau programme nucléaire français, a ainsi connu d'importants aléas (révision du contrôle-commande, défauts de fabrication du pont polaire, anomalies de l'acier de la cuve et du couvercle, défaut de spécification de soudures, etc.) qui ont retardé ce projet.

L'accident de Fukushima en mars 2011 a suscité une remise en question, à l'échelle internationale, des exigences appliquées aux réacteurs nucléaires présents et à venir. Ceci a conduit à un infléchissement du nombre de nouveaux projets de réacteurs nucléaires dans le monde qui a contrecarré la stratégie de construction en série d'EPR. EDF prévoit donc, pour ses futurs réacteurs, la construction d'EPR2 à la conception simplifiée.

En dépit des difficultés de la filière EPR, qui n'est pas la seule à connaître des difficultés de mise en œuvre, la reprise des investissements nucléaires dans le monde est une réalité, pour des raisons tenant à la fois à la lutte contre le réchauffement climatique et au souhait de certains pays de renforcer leur indépendance énergétique. Les nouvelles constructions de réacteurs se situent aujourd'hui principalement en Asie : au-delà des EPR, des réacteurs de troisième génération de conceptions différentes, nippon-américains (AP-1000 de Westinghouse et ABWR de GE-Hitachi), russe (VVER-1200 de Rosatom), chinois (Hualong One de CGNPC & CNCC), ou coréen (APR-1400 Kepco) sont ainsi également en cours de déploiement dans le monde.

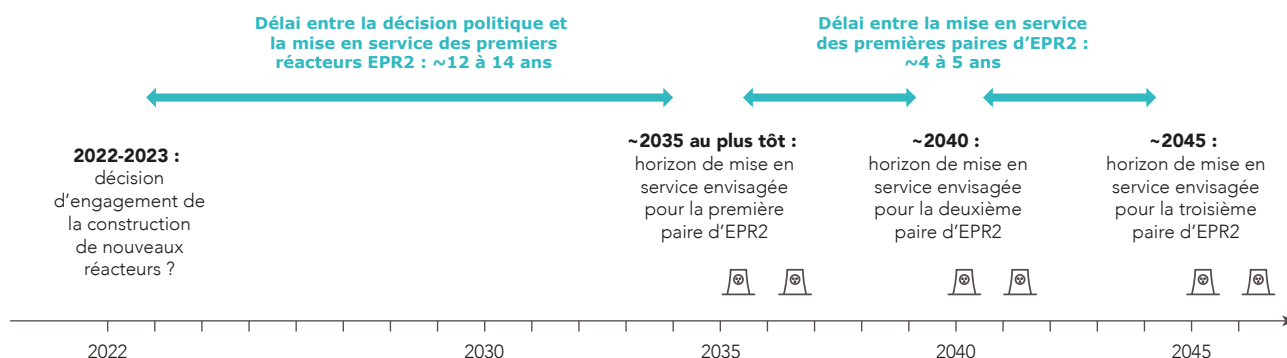
4.2.4.1 Dans les scénarios « N », des trajectoires qui reprennent le programme « nouveau nucléaire France » porté par les industriels du nucléaire sur la période 2035-2045

Le programme «nouveau nucléaire France» (NNF) porté par les acteurs de la filière nucléaire et étudié par le gouvernement conformément aux orientations de la PPE, consiste en la construction de six EPR2 (modèle de réacteur adapté de celui en cours de construction à Flamanville) sur la période 2035-2045, représentant une capacité d'environ 10 GW. Les nouveaux réacteurs seraient

construits par paires, afin de bénéficier d'économies liées à «l'effet de paire» comme pour les réacteurs de seconde génération, sur des sites existants et au rythme d'une paire tous les quatre à cinq ans.

Ce programme est présenté par les acteurs du nucléaire comme une solution sans regret, en vue

Figure 4.7 Programme « nouveau nucléaire France » et délais estimés entre les premières mises en service des EPR2



de construire le mix électrique de la neutralité carbone. Il peut ensuite se prolonger avec de nouvelles mises en services selon un rythme plus ou moins important à partir de 2045.

La question du rythme de mise en service est déterminante pour la part du nucléaire dans le mix électrique à l'horizon 2050 et celle-ci a fait l'objet de nombreux échanges avec les parties prenantes dans le cadre de la concertation.

En particulier, les acteurs de la filière nucléaire ont indiqué en réponse à la consultation publique qu'un délai de 4 à 5 ans était nécessaire entre les mises en service des trois premières paires afin de reconstituer progressivement une capacité industrielle performante de construction de réacteurs nucléaires en France et de disposer d'un retour d'expérience suffisant entre les premières mises en service. Ce délai est jugé difficilement compressible par la filière et se retrouve ainsi dans les principaux scénarios étudiés par RTE.

4.2.4.2 Des trajectoires contrastées sur le rythme de construction de réacteurs au-delà du programme NNF, avec une accélération possible mais selon un rythme qui reste inférieur à celui des années 1980

Au-delà du programme NNF, les mises en service de nouveaux réacteurs peuvent se prolonger selon plusieurs trajectoires, avec un rythme maintenu au même niveau ou au contraire accéléré.

Dans la trajectoire du scénario N1, la mise en service se poursuit au rythme d'une paire d'EPR2 tous les cinq ans au-delà du programme NNF, conduisant à la mise en service d'une quatrième paire entre 2045 et 2050 et de deux autres sur la décennie 2050-2060. Dans ce scénario, la capacité de nouveau nucléaire disponible atteint environ 13 GW en 2050 et autour de 20 GW en 2060.

Dans les trajectoires des scénarios N2 et N03, le rythme de construction de nouveaux réacteurs s'accélère au-delà du programme NNF pour atteindre environ deux paires tous les trois ans à partir de 2044. Dans ces scénarios, la capacité de nouveaux EPR s'élève à environ 23 GW en 2050 et jusqu'à près de 40 GW en 2060.

Cette perspective d'accélération, considérée dans les scénarios N2 et N03, correspond au rythme maximum communiqué par les acteurs de la filière nucléaire au cours de la concertation. Il a notamment fait l'objet de contributions écrites spécifiques de la part d'EDF, du GIFEN, de la SFEN et du CEA à

l'occasion de la consultation publique. Cette accélération est soumise d'après ces mêmes acteurs à plusieurs conditions parmi lesquelles le lancement du programme NNF dans les tout prochains mois, la stabilité du cadre politique et réglementaire pour assurer une visibilité à long terme pour l'industrie, la standardisation des équipements et réacteurs développés ou encore la mise en place d'une logique partenariale entre maître d'ouvrage et acteurs de la *supply chain*.

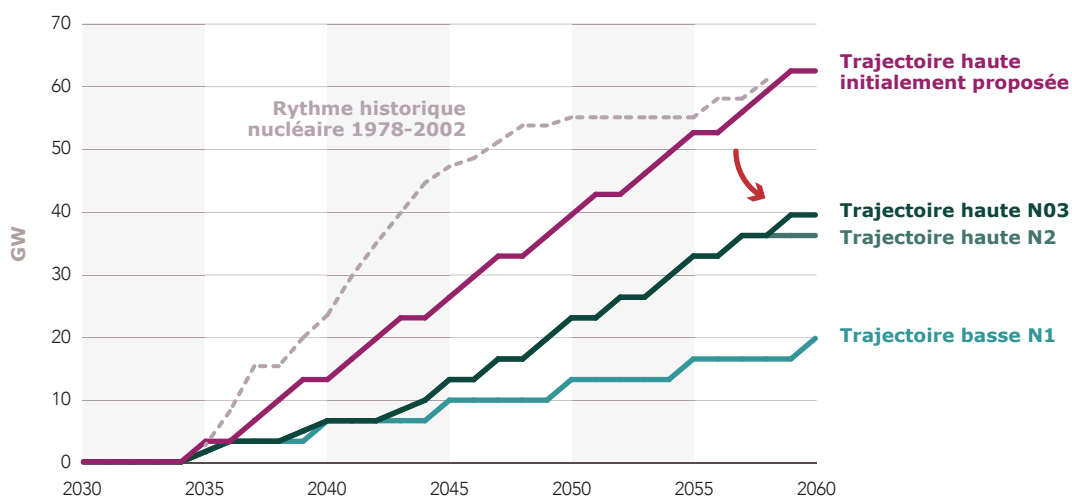
Le rythme de construction résultant de ces propositions industrielles (un à deux réacteurs par an au maximum à partir de 2045) ressort nettement en-dessous de celui du programme nucléaire historique, qui a vu trois à quatre réacteurs mis en service chaque année en moyenne, entre la fin des années 1970 et le début des années 1990.

Cette différence entre le rythme historique et celui projeté dans le meilleur des cas a fait l'objet en concertation de discussions passionnées conduisant à de multiples prismes d'interprétation, mettant l'accent tantôt sur le caractère exceptionnel du programme nucléaire civil français des années 1980, tantôt sur la perte de compétence industrielle du pays depuis.

Plusieurs acteurs ont suggéré d'étudier la possibilité d'aller au-delà de l'accélération décrite ci-dessus, pour disposer d'un scénario retenant une capacité de production nucléaire plus importante, avec 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs en 2050. Un des scénarios initialement proposés par RTE dans la consultation publique était d'ailleurs basé sur ce type de trajectoires. Pour autant, cette proposition n'a pas été reprise par des acteurs industriels, qui ont indiqué que les contraintes de *supply chain* rendaient difficilement envisageable d'atteindre un tel rythme. Celui-ci ne serait possible qu'en recourant à des capacités industrielles à l'étranger, soit en Europe dans le cadre de programmes nucléaires coordonnés avec le Royaume-Uni, la République tchèque et la Pologne notamment, soit en Asie. Ces conditions n'étant manifestement pas susceptibles d'être remplies, RTE n'a pas retenu, parmi les scénarios principaux, une trajectoire prévoyant la construction de 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs d'ici 2050 (cette capacité ne pouvant être atteinte qu'à l'horizon 2060).

Le scénario N03 permet néanmoins de documenter un scénario comprenant 23 GW de nouveau nucléaire en 2050, et constitue donc un bon objet d'étude pour tester les conséquences de scénarios de relance du nucléaire très ambitieux.

Figure 4.8 Trajectoires de développement de nouvelles tranches nucléaires (nouveaux EPR2)



4.2.4.3 Dans le cas d'une relance du nucléaire en France, des décisions d'engagement qui doivent être prises très rapidement pour que le nouveau nucléaire puisse faire une différence à l'horizon 2050

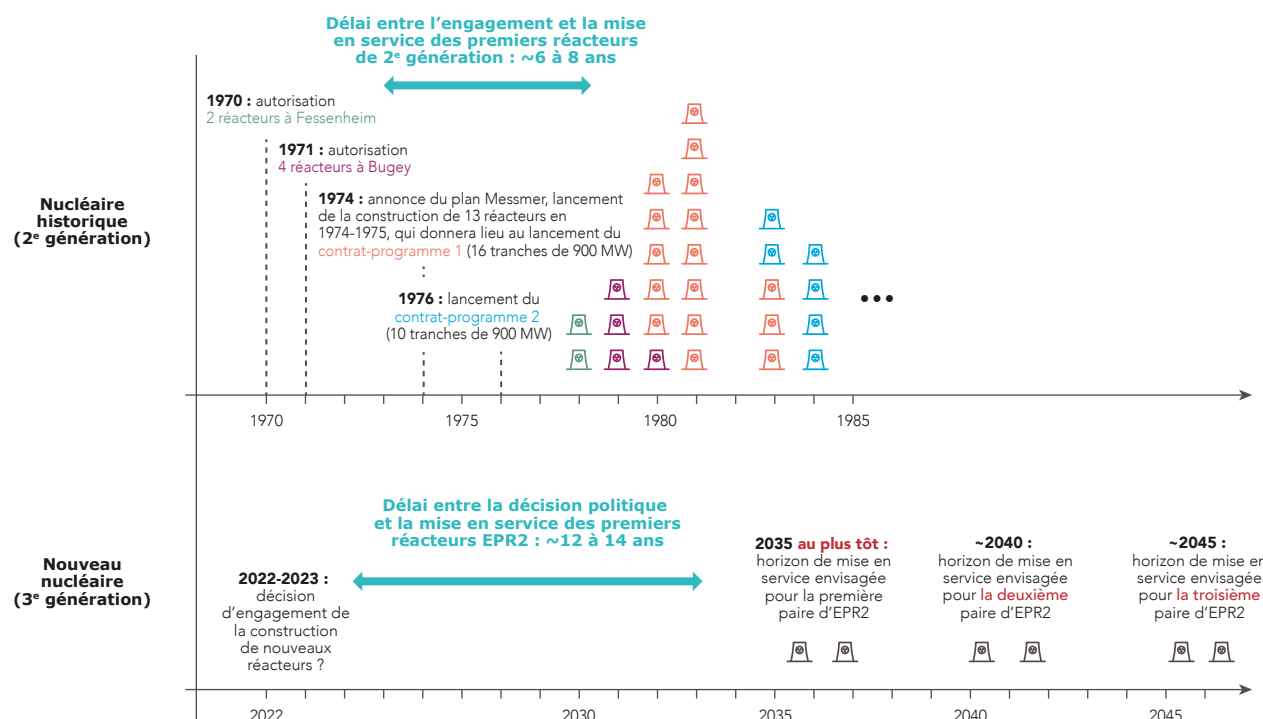
Quoi qu'il en soit, une relance du nucléaire en France ne constitue un élément distinctif entre les différents scénarios que dans le cas d'une décision rapide de construction de nouveaux réacteurs sous la forme d'un programme.

D'une part, cette rapidité apparaît nécessaire pour maintenir un certain nombre de compétences et de ressources spécifiques pour l'industrie nucléaire et éviter un «trou d'air» avant le lancement de nouveaux chantiers. Sur le passé récent, le délai important entre la fin des chantiers des réacteurs de seconde génération intervenue à la fin des

années 1990 et l'engagement de la construction d'un nouveau réacteur EPR en France décidé en 2006-2007 a conduit à une perte de compétences généralisée dans la filière nucléaire française, qui constitue une des raisons des délais et surcoûts importants observés sur le chantier de l'EPR de Flamanville⁷. D'après les acteurs de la filière, pour éviter un nouveau déclin des compétences, l'engagement rapide de nouveaux chantiers apparaît primordial pour assurer la faisabilité des scénarios N.

D'autre part, il existe un délai très important entre une éventuelle décision de construction de

Figure 4.9 Délais moyens de construction des réacteurs nucléaires pour les réacteurs de seconde génération et les réacteurs de troisième génération (EPR2)



7. Jean-Martin Folz, «La construction de l'EPR de Flamanville, Rapport au Président Directeur Général d'EDF», Octobre 2019.

réacteurs et la production d'électricité décarbonée. Selon les informations communiquées par EDF, les délais de développement et de construction de nouveaux réacteurs entre la décision d'engagement et la mise en service des premiers réacteurs EPR2 (y compris pour la concertation et les demandes d'autorisation) s'élèvent en effet à environ 12 à 14 ans au minimum. Ainsi, seule une décision politique sur la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouvelles tranches à l'horizon 2035, et elle ne pourrait conduire à une accélération du rythme de mise en service qu'à compter de 2045. La fenêtre d'action pour permettre à une relance du nucléaire de contribuer à l'atteinte des objectifs de baisse des émissions de CO₂ à horizon 2040 et 2050 est donc extrêmement étroite.

Ces délais sont considérablement plus importants que ceux du programme nucléaire historique : ainsi, les premiers paliers nucléaires (22 réacteurs des paliers dits « CP0 » et « CP1 »), dont la construction a été lancée au début des années 1970 et accélérée dans le cadre du « plan Messmer » de 1974 consécutif au premier choc pétrolier, ont été intégralement mis en service entre 1978 et 1983, souvent de l'ordre de sept à huit ans après les décisions d'engagement. L'écart avec l'historique s'explique en partie par un contexte économique et industriel différent, l'augmentation de la complexité de la conception des réacteurs du fait d'exigences de sûreté renforcées, mais également la durée des procédures de débat public, d'autorisation et de concertation.

4.2.5 Les petits réacteurs modulaires (SMR) : une opportunité pour le développement de nouveau nucléaire complémentaire aux réacteurs de troisième génération

L'intérêt croissant pour la solution des petits réacteurs modulaires représente l'une des évolutions les plus marquantes constatée au cours des deux ans de concertation sur les *Futurs énergétiques 2050*.

Les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactors* en anglais, abrégé en SMR), qui correspondent à des réacteurs de faible puissance unitaire (généralement inférieure à 300 MW_e), constituent

une nouvelle option de développement de nouvelles installations de production d'électricité nucléaire dans le monde. Historiquement utilisé pour la propulsion navale dans certains sous-marins, ce type de réacteurs pourrait en effet à terme contribuer à la production d'électricité. Les SMR ont ainsi fait l'objet d'une attention accrue au niveau mondial au cours des dernières années, avec le développement de nombreux projets et expérimentations. Ils pourraient offrir à long terme une solution

Figure 4.10 Nombre de projets de développement de SMR en cours dans le monde, et entreprises porteuses associées

Type de filière	Nombre de projets en développement en 2020	Quelques exemples de design de SMR
SMR terrestre refroidi à l'eau	25	 VK-300 : 250 MW (en phase de design avancée)
		 NUWARD : 2x170 MW (en phase de design)
		 NuScale : 12x60 MW (en revue réglementaire)
SMR marin refroidi à l'eau	6	 KLT-40S : 2x35 MW (en exploitation)
		 RITM-200M : 2x50 MW (en cours de développement)
SMR à haute température refroidi au gaz	14	 HTR-10 : 2,5 MW (en exploitation)
		 HTTR-30 : 30 MW (en exploitation)
		 HTR-PM : 210 MW (en cours de construction)
		 HTMR-100 : 35 MW (en phase de design)
SMR à neutrons rapides	11	 BREST-OD-300 : 300MW (licence de construction obtenue)
		 LFR-AS-200 : 200 MW (en phase de design)
SMR à sels fondus	10	 FUJI : 200MW (en phase expérimentale)
		 Natrium : 500 MW (en phase de design)
Micro SMR	6	 Westinghouse eVinci : 2-3,5 MW (en cours de développement)

Source : https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf

supplémentaire pour la production d'électricité bas-carbone, en particulier dans des zones isolées pour lesquelles des grands réacteurs ne se révèlent pas adaptés.

Les concepts de SMR développés par les puissances nucléaires à travers le monde peuvent correspondre à des technologies très différentes. En France, un consortium regroupant EDF, le CEA, NavalGroup et TechnicAtome développe actuellement un modèle de SMR baptisé Nuward™, reprenant la technologie des réacteurs à eau sous pression de troisième génération, mais avec une puissance unitaire d'environ 170 MW_e, dix fois inférieure à celle des EPR. Ce concept est aujourd'hui à un stade de conception et de maturité moins avancée que l'EPR2 mais pourrait faire l'objet de démonstrateurs en France au cours de la décennie 2030 et représenter quelques gigawatts en service à l'horizon 2050, selon les informations remontées par la filière.

Du fait de sa moindre taille, ce type de réacteurs doit permettre de faciliter le respect des exigences de sûreté, en s'appuyant notamment sur davantage de mécanismes de sûreté passifs, c'est-à-dire sans intervention humaine ni alimentation en énergie. Il est également caractérisé par une conception modulaire simplifiée, permettant notamment une fabrication et un pré-assemblage des réacteurs directement en usine. D'après les acteurs de la filière, ceci constitue une opportunité de paralléliser la construction de nouveaux réacteurs en France (1) en sollicitant des capacités de *supply chain* complémentaires à celles utilisées pour la construction des EPR, et (2) en réduisant les temps de construction des réacteurs.

Dans les scénarios de RTE, l'option SMR est développée essentiellement dans le scénario « N03 », pour un volume d'environ 4 GW en service à l'horizon 2050, en complément des EPR2.

4.2.6 Les réacteurs de quatrième génération : pas de projet à moyen terme en France

Au-delà des réacteurs de troisième génération, la France participe de longue date à une coopération internationale visant à développer des réacteurs de quatrième génération, dont les principaux objectifs sont de permettre une amélioration significative de la sûreté, une diminution de l'utilisation de ressources naturelles et de combustible, une minimisation des déchets radioactifs et une réutilisation des combustibles usés. Plusieurs projets et technologies de réacteurs de quatrième génération sont ainsi étudiés à travers le monde.

En France, les recherches sur les réacteurs de quatrième génération portées par le CEA se sont orientées autour de la technologie de réacteurs à neutrons rapides au sodium (RNR-Na). Cette technologie présentait l'avantage de rendre complète la stratégie de « fermeture du cycle » avec un multi-recyclage des combustibles usés aujourd'hui entreposés pouvant alimenter de tels réacteurs pendant plusieurs décennies, voire plusieurs siècles. Plusieurs réacteurs de recherche fonctionnant selon ce concept ont été testés en France par le passé (Rapsodie, Phénix et Superphénix) et un démonstrateur technologique nommé ASTRID a été lancé en 2010. Cependant, en raison de

l'absence de contrainte sur la ressource en uranium sur les prochaines décennies, diminuant ainsi l'intérêt des réacteurs de quatrième génération, et du coût de développement élevé du projet ASTRID, celui-ci a été réorienté par l'État depuis 2019. Ainsi, la PPE ne prévoit désormais pas de développement de réacteurs de quatrième génération en France avant la seconde moitié du XXI^e siècle.

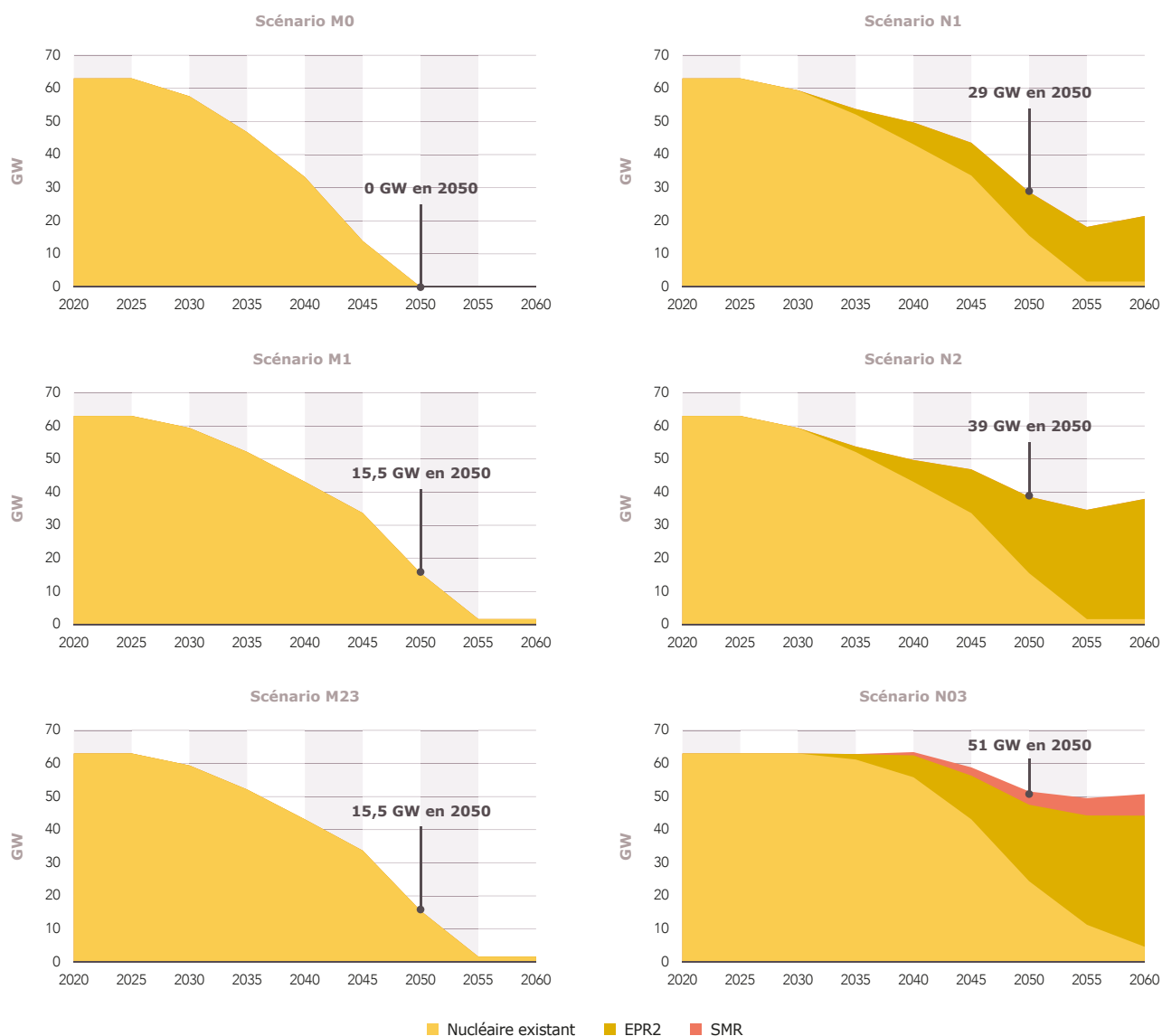
Cette réorientation n'a qu'un faible impact sur la capacité à déployer de nouveaux réacteurs en France d'ici 2050, horizon pour lequel la filière privilégie le déploiement industriel de réacteurs de troisième génération présentés dans les sections précédentes. Elle a en revanche soulevé des interrogations auprès des participants à la concertation quant aux perspectives de réutilisation de combustible usé aujourd'hui entreposé en France en attendant une éventuelle valorisation dans des réacteurs de quatrième génération. Plusieurs acteurs ont suggéré qu'un scénario ambitieux de relance du nucléaire devait porter sur un « écosystème complet », intégrant la poursuite de l'effort de recherche sur la quatrième génération.

4.2.7 À l'horizon 2050, le parc nucléaire maximal issu des propositions industrielles des acteurs de la filière est d'environ 50 GW, dont environ la moitié issue de nouveaux réacteurs

En combinant les perspectives industrielles sur les réacteurs nucléaires existants et sur le développement de nouveaux réacteurs, la capacité installée de nucléaire en France s'élève au maximum à 50 GW à l'horizon 2050.

La trajectoire haute (scénario N03) repose ainsi sur la mobilisation de l'ensemble des leviers possibles pour maximiser la capacité nucléaire tout en prenant en compte les contraintes industrielles remontées par les acteurs de la filière.

Figure 4.11 Synthèse des trajectoires d'évolution du nucléaire (par type de technologie) dans les six scénarios d'étude



Elle combine ainsi :

- ▶ la prolongation généralisée des réacteurs nucléaires de deuxième génération jusqu'à au moins 60 ans (sous réserve de leur capacité à maintenir un niveau de sûreté conforme aux exigences de l'ASN) et de certains réacteurs au-delà de 60 ans, qui permet de disposer d'environ 24 GW de nucléaire existant en 2050 (contre 15,5 GW dans la trajectoire de fermeture de référence) ;
- ▶ le développement de réacteurs EPR2 selon le rythme de construction le plus haut indiqué par la filière nucléaire française et conduisant à la mise en service de 14 EPR2 d'ici 2050, soit une capacité d'environ 23 GW ;
- ▶ en complément, la mise en service de petits réacteurs modulaires en commençant par des démonstrateurs à l'horizon 2035 et avec une capacité pouvant atteindre 4 GW en 2050.

Ce scénario nécessite donc de relever de manière combinée un certain nombre de défis industriels et technologiques, sur l'accélération du rythme de construction de réacteurs mais également sur la maîtrise des enjeux de vieillissement des matériaux pour la prolongation des réacteurs existants et sur la capacité à concevoir, tester puis industrialiser un nouveau modèle de réacteur de type SMR au cours des trois prochaines décennies.

Des propositions visent à aller au-delà, notamment grâce à une accélération du rythme de déploiement des EPR2. Lors de la consultation publique, ce type de propositions n'a pas été défendu par les acteurs de la filière qui les ont jugées difficilement atteignables du fait de contraintes sur la *supply chain*.

4.3 Les énergies renouvelables : une très forte croissance dans tous les scénarios pour décarboner le pays

4.3.1 La croissance des énergies renouvelables est commune à tous les scénarios mondiaux

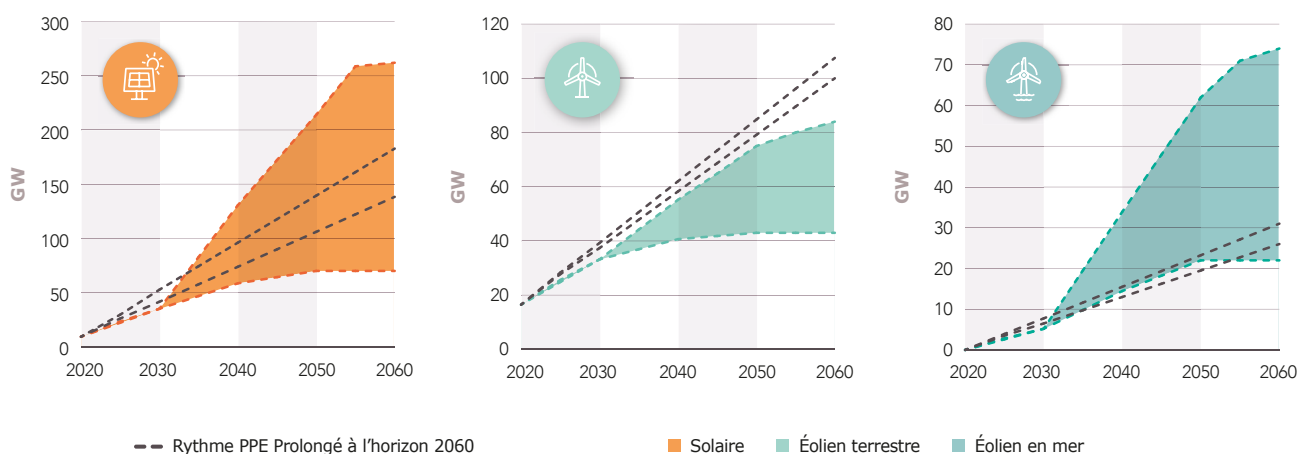
Le développement des énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire, au-delà de la production hydraulique dont le potentiel est déjà largement exploité, suit une dynamique mondiale : tous les pays engagés dans des politiques climatiques visant une forte réduction des émissions de gaz à effet de serre ont choisi de développer ces sources d'énergie. Ces politiques de soutien ont conduit à de fortes diminutions de coût pour les éoliennes et les panneaux solaires, dont la compétitivité par rapport aux énergies fossiles ou au nucléaire s'est largement renforcée. Au cours des dernières années, l'essentiel des investissements en nouvelles capacités de production, en Europe, concernait l'éolien et le solaire.

Néanmoins, le caractère renouvelable de ces énergies n'est pas synonyme de facilité de déploiement sur le terrain comme le montre le débat public en

France. Le développement de l'éolien terrestre est ainsi source de polémiques dans plusieurs pays, notamment en raison de son emprise paysagère ; l'éolien en mer soulève des enjeux de partage de l'occupation de l'espace maritime notamment avec les activités de pêche ; le solaire se voit reprocher son coût carbone dans la mesure où la plupart de ses composants sont importés. Enfin, le caractère intermittent de leur production suscite la crainte que ces énergies nécessitent intrinsèquement le maintien de centrales de production à charbon ou à gaz pour en assurer le soutien («back-up») et soient donc impropres à permettre une véritable décarbonation. Quant à l'énergie hydraulique, son impact sur la biodiversité est également pointé du doigt.

L'ensemble de ces problématiques se retrouvent en France. Des années 1940 à 1970, la France a fortement développé l'hydraulique en exploitant

Figure 4.12 Évolution des capacités installées des filières photovoltaïque et éoliennes dans les scénarios (consommation de référence)



des fleuves comme le Rhône et le Rhin et en créant de larges retenues d'eau en montagne (Alpes, Pyrénées, Massif central). Elle soutient le développement de l'énergie solaire et éolienne depuis une quinzaine d'années, même si les volumes installés sont moindres que dans d'autres pays. Elle est le théâtre d'un affrontement médiatique très vif entre partisans des énergies renouvelables et partisans du nucléaire.

Au niveau mondial, parmi les différentes technologies bas-carbone, les énergies renouvelables sont celles qui se développent le plus vite : la petite taille des projets et leurs caractéristiques techniques intrinsèques (par exemple leur simplicité d'exploitation par rapport au nucléaire) rendent l'investissement à la portée de davantage d'acteurs et d'États. Les scénarios de transition énergétique sont ainsi, le plus souvent, construits largement autour d'un développement poussé de l'éolien terrestre, de l'éolien en mer et du solaire photovoltaïque. Dans le récent scénario «zéro émission nette» de l'Agence internationale de l'énergie, les deux tiers de l'énergie consommée dans le monde en 2050 sont d'origine renouvelable, de même que 90 % de l'électricité produite.

Les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050* partagent la caractéristique de prévoir une forte progression des énergies renouvelables. Cette progression se mesure en valeur absolue (avec une capacité installée minimale de l'ordre de 29 GW pour l'hydraulique, de 22 GW pour l'éolien en mer, de 43 GW pour l'éolien terrestre et de 70 GW pour le solaire) et en valeur relative (avec une part minimale de 50 % de la production d'électricité totale en France en 2050).

Les rythmes d'installation des énergies renouvelables varient selon les scénarios (à l'exception de l'hydraulique, exploité au même niveau dans tous les scénarios car le potentiel exploitable au-delà des installations actuelles est jugé limité) :

- en 2030, le développement des énergies renouvelables est supposé atteindre la cible de la trajectoire basse de la PPE⁸ dans tous les scénarios ;
- après 2030, l'éventail des rythmes de développement s'élargit, avec des écarts pouvant aller du simple au quadruple, notamment pour le photovoltaïque ;
- les niveaux à atteindre sur chaque filière sont échelonnés entre les scénarios et sont ajustés de manière à couvrir la consommation.

8. Trajectoire basse de PPE à l'horizon 2028

4.3.2 L'hydraulique : un potentiel déjà largement exploité, quelques opportunités de développement limitées

Le parc hydroélectrique a été développé dès les années 1940 (aménagement du Rhône), puis essentiellement entre les années 1950 et 1970. Les centrales hydroélectriques constituent aujourd'hui la première source de production d'électricité renouvelable en France. Elles représentent une capacité installée d'environ 26 GW et une production annuelle d'environ 60 TWh, soit de l'ordre de 15% de la production électrique nationale (variable d'une année sur l'autre selon les conditions météorologiques).

Une partie des installations hydroélectriques présentent l'avantage d'être pilotables (barrages de type «lac»), voire de stocker de l'énergie pour la restituer ultérieurement dans le cas des stations de pompage-turbinage (STEP). Ces installations contribuent dès aujourd'hui fortement à la flexibilité du système électrique et constituent un atout pour l'intégration des énergies renouvelables variables à long terme.

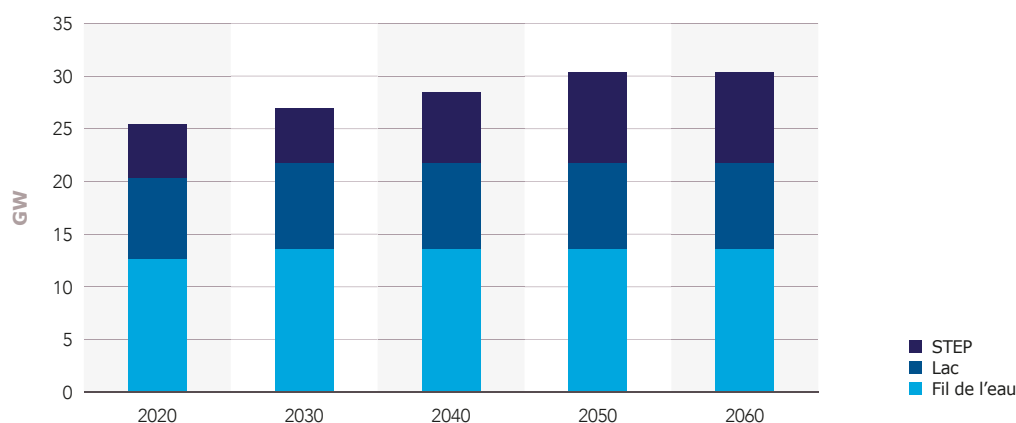
Le potentiel de production hydraulique en France est aujourd'hui considéré comme déjà largement exploité et présente peu d'opportunités supplémentaires à long terme. Les limites sur le développement de la filière sont par ailleurs renforcées par

des craintes sur les impacts pour les écosystèmes et la biodiversité, ainsi que par des interrogations sur l'évolution de la ressource en eau dans un contexte de changement climatique et de concurrence avec d'autres usages susceptibles de croître (par exemple l'irrigation pour l'agriculture).

Quelques opportunités existent néanmoins pour augmenter la capacité de production hydraulique, notamment avec la création de nouvelles stations de pompage-turbinage. La PPE envisage ainsi la possibilité de mettre en service jusqu'à 1,5 GW de nouvelles STEP entre 2030 et 2035. Dans l'étude de RTE, un potentiel total de l'ordre de 3 GW de STEP supplémentaires entre 2020 et 2050 est considéré et intégré aux scénarios. Au-delà de ces capacités supplémentaires, le rôle des STEP (y compris existantes) est amené à se renforcer avec l'augmentation des besoins de flexibilité du système électrique et se traduira par une utilisation accrue.

Plusieurs sites sont aujourd'hui envisagés pour l'accueil de ces nouvelles STEP mais leur développement effectif nécessite qu'un certain nombre de conditions soient remplies, notamment en matière d'acceptabilité, de limitation des impacts environnementaux et de modèle économique.

Figure 4.13 Capacités hydrauliques installées en France en 2020 et projetées à 2060



En complément, l'augmentation des capacités des installations existantes à l'occasion de leur remise à niveau (remplacement ou suréquipement via l'ajout de nouvelles turbines) ou encore le développement de nouvelles petites installations

hydrauliques, bien que cristallisant une partie des inquiétudes pour la biodiversité, pourraient également représenter quelques centaines de mégawatts supplémentaires.

4.3.3 Les bioénergies électriques : une filière qui devrait rester marginale dans la production électrique, la biomasse étant orientée prioritairement vers d'autres vecteurs

La filière bioénergies regroupe les centrales thermiques fonctionnant avec des combustibles renouvelables ou de récupération. Elle inclut les installations produisant de l'électricité à partir de biomasse solide (bois, paille...), de biogaz ou encore de déchets. Cette filière représente aujourd'hui environ 2 GW de capacité installée et près de 10 TWh de production annuelle (2% de la production d'électricité totale).

Les filières de production d'électricité à partir de biomasse solide ou de biogaz sont considérées comme des moyens bas-carbone dans la mesure où le CO₂ émis au cours de la combustion dans les centrales est d'origine biogénique, c'est-à-dire capté par les plantes et arbres sur leur cycle de vie. Pour des cultures gérées de manière durable, le bilan carbone sur l'ensemble du cycle de vie est donc considéré comme neutre (le carbone fixé par les plantes est réémis lors de la combustion).

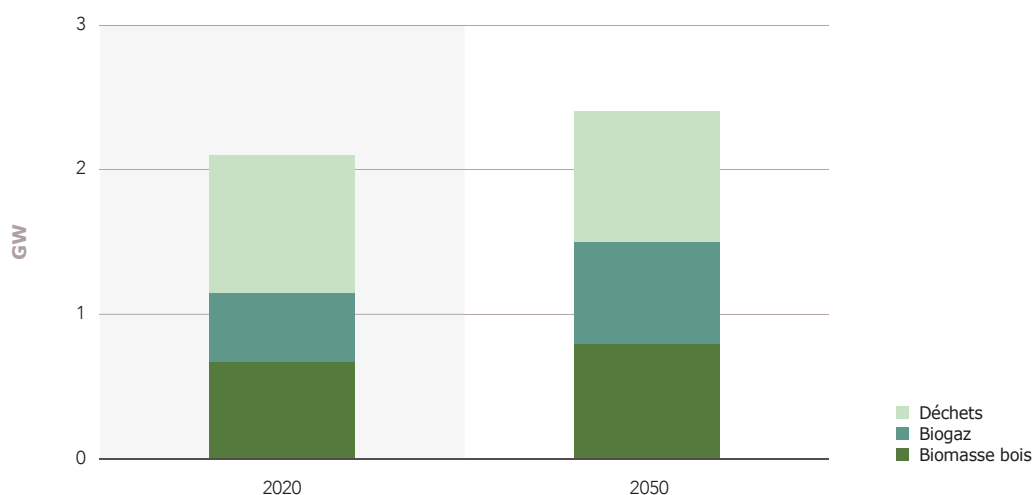
La filière de production d'électricité à partir des déchets utilise des combustibles dits de récupération qui auraient de toute manière été incinérés.

La récupération de l'énergie produite au cours de la combustion constitue donc un moyen de les valoriser.

Malgré leur caractère bas-carbone, les filières de bioénergies pour la production d'électricité ne devraient se développer que de manière marginale à long terme, selon les orientations publiques. En effet, la SNBC a mis en évidence le caractère limité du gisement de biomasse valorisable pour l'énergie en France (*voir section 3.1.1*) et prévoit d'orienter en priorité son utilisation pour la production de chaleur directe (par combustion dans des chaudières), de biocarburants ou de biogaz. Cette orientation permet de maximiser le rendement énergétique d'ensemble et/ou de favoriser la décarbonation de certains usages plus difficiles ou coûteux à électrifier (par exemple les chaudières industrielles à très haute température, le transport aérien ou maritime...).

Les trajectoires retenues par RTE se fondent sur ces orientations, avec un développement limité des bioénergies pour la production d'électricité à

Figure 4.14 Capacités de bioénergies installées en France en 2020 et projetées à 2050



long terme. Ainsi, dans la trajectoire de référence, seul un développement d'unités de cogénération au biométhane est considéré, notamment pour des installations éloignées du réseau de gaz et qui ne peuvent donc injecter directement le biométhane dans le réseau gazier national. Une variante des scénarios explore néanmoins la possibilité qu'un volume plus important de biogaz soit utilisé pour la production d'électricité d'appoint dans les scénarios à fort développement en énergies renouvelables (la production d'électricité à base de biogaz étant susceptible de pouvoir concurrencer l'utilisation de l'hydrogène dans certains cas).

D'autres orientations pourraient être possibles, notamment dans le cas d'un développement de la production d'électricité ou de chaleur à partir de biomasse combinée à du captage et du stockage de carbone (BECCS) permettant des émissions négatives (le carbone biogénique n'est pas réémis dans l'atmosphère lors de la combustion mais capté et stocké, ce qui conduit à une absorption globale de carbone sur l'ensemble du cycle de vie). Cette stratégie n'est toutefois pas envisagée à grande échelle en France.

4.3.4 Le solaire photovoltaïque : une filière amenée à se développer de manière considérable, mais avec des rythmes qui doivent s'infléchir nettement par rapport à aujourd'hui

Développer l'énergie solaire constitue aujourd'hui un axe prioritaire de la politique énergétique de la France. Il n'en a pas toujours été ainsi, le développement de la filière ayant connu plusieurs à-coups au début des années 2010 (le mauvais calage des tarifs de rachat a conduit à une bulle spéculative en 2011, qui a été suivie d'un moratoire sur les projets et de nombreuses années de croissance atone) ce qui conduit la France à disposer d'un parc de production solaire relativement faible par rapport à ses voisins en 2021.

Sur le plan économique, les installations de production d'électricité d'origine photovoltaïque ont connu des baisses de coûts très importantes au cours des dix dernières années. La filière photovoltaïque apparaît aujourd'hui mature sur le plan technologique, et il existe un large consensus pour considérer que l'industrialisation de la fabrication de panneaux à très grande échelle conduira à terme à des innovations et de nouvelles économies d'échelle.

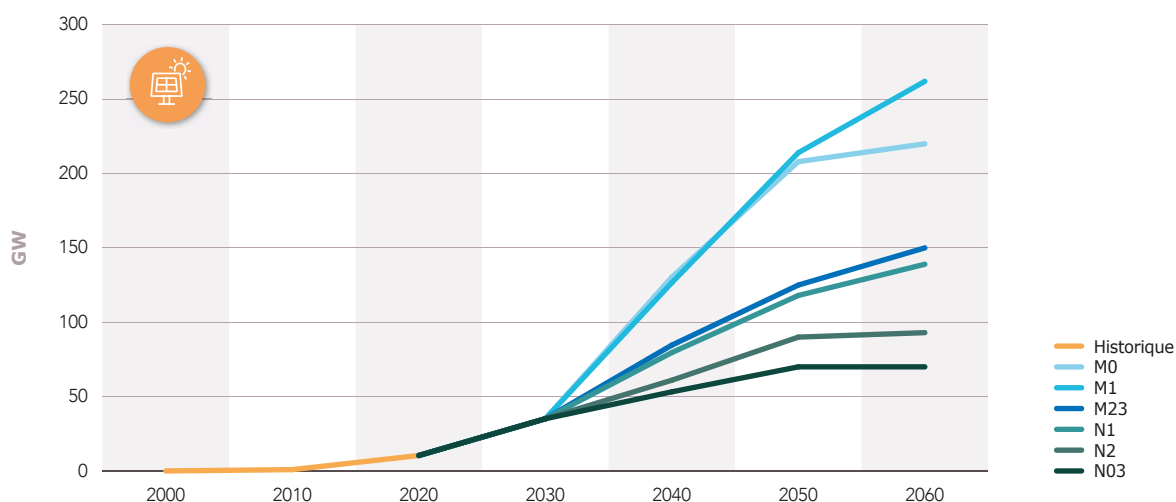
Sur le plan de l'insertion de cette technologie, le développement des panneaux photovoltaïques apparaît soutenu par la population ainsi que par les collectivités territoriales, notamment en raison d'une

emprise paysagère réduite par rapport à l'éolien. En conséquence, le photovoltaïque fait partie des filières amenées à se développer de manière considérable dans tous les scénarios énergétiques européens et mondiaux visant la neutralité carbone.

Ces perspectives sont reprises dans les scénarios de l'étude, qui prévoient pour la France une multiplication par sept à vingt des capacités photovoltaïques en France à l'horizon 2050. L'habilité à suivre ces trajectoires représente toutefois plusieurs défis.

D'une part, sur le plan industriel, il s'agit de parvenir à accélérer effectivement le rythme de mise en service des capacités photovoltaïques par rapport aux tendances récentes. La PPE de 2016 avait prévu l'installation de près de 2 GW par an, et celle de 2020 un rythme de 3 à 4 GW par an d'ici 2023, en organisant le lancement de nombreux appels d'offres. Pour autant, les mises en service effectives sont demeurées très inférieures et n'ont jamais excédé 1 GW par an en France ces dernières années. Si, au premier semestre 2021, le rythme semble enfin s'être accéléré pour dépasser 1 GW en l'espace de six mois, il ne s'agit toujours pas du rythme prévu par la PPE : cette tendance devra non seulement

Figure 4.15 Évolution des capacités photovoltaïques en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence



se confirmer dans les prochains mois, mais en plus s'accélérer encore pour atteindre les objectifs de la PPE.

Dans la plupart des scénarios de l'étude adaptés à la trajectoire de consommation de référence (sauf N03), le rythme prévu par la PPE doit se maintenir au-delà de 2030, voire s'accélérer dans les scénarios de faible ou d'absence de relance du parc nucléaire. Dans le scénario articulé autour de l'objectif de sortie du nucléaire à l'horizon 2050 (M0) et dans celui centré sur les installations diffuses (M1), le rythme de mise en service de nouvelles installations atteint environ 7 GW par an sur l'ensemble de la période 2020-2050 en considérant l'hypothèse de consommation de référence. Au-delà de la croissance du parc, le renouvellement des installations les plus récentes devra s'organiser essentiellement à partir de la décennie 2040 (la durée de vie considérée des installations solaires est de 25 à 30 ans). La mise en place d'une capacité industrielle suffisante pour tenir cette accélération devra s'anticiper afin que celle-ci puisse être déployée progressivement et être au rendez-vous à partir des années 2030.

D'autre part, sur le plan sociétal et environnemental, de telles capacités photovoltaïques suscitent des interrogations de la part de certains acteurs en matière d'emprise au sol et de coexistence avec d'autres usages. Ces points ont fait l'objet d'approfondissements spécifiques dans l'analyse des scénarios (voir section 5.2.4). En effet, si les panneaux photovoltaïques peuvent être installés en grande partie sur les toits, ce type d'installations est nettement plus coûteux que les parcs au sol. Un développement important du photovoltaïque pour couvrir les besoins d'électricité de la France de manière compétitive passera donc à terme nécessairement par le raccordement de grands parcs au sol, qui seront alors soumis aux mêmes types de débat que les autres infrastructures énergétiques. Pour éviter une concurrence d'usages des sols, ces projets sont aujourd'hui incités à se développer sur des terrains déjà artificialisés (friches industrielles abandonnées notamment) mais la disponibilité de foncier sur de tels terrains se fera plus rare au fur et à mesure du développement de la filière. En complément, le développement de parcs photovoltaïques sur des surfaces en co-usage avec des usages agricoles est également possible (*agrivoltaïsme*, voir chapitre 12). Toutefois, ce type d'installations reste aujourd'hui marginal et expérimental en France. Un retour d'expérience approfondi sur l'impact du photovoltaïque sur les cultures ainsi qu'un cadre réglementaire et

incitatif adapté seraient nécessaires pour généraliser ce type de pratiques à terme.

Enfin, le solaire photovoltaïque est parfois critiqué pour son bilan carbone, en particulier parce que les panneaux sont très majoritairement fabriqués en Asie et que cette étape de fabrication est intensive en énergie et donc émettrice de gaz à effet de serre. S'il est vrai que le bilan carbone des installations photovoltaïques reste plus important que celui des éoliennes et du nucléaire, celui-ci tend à diminuer nettement depuis quelques années avec les améliorations technologiques (taille des *wafers*...) et l'augmentation de la durée de vie anticipée des installations. Une relocalisation des chaînes de production permettrait de réduire encore ce bilan, même si celle-ci est aujourd'hui difficilement envisageable. En outre, contrairement à certains discours, malgré un niveau légèrement plus élevé que pour les éoliennes et le nucléaire, le bilan de l'installation d'un panneau solaire sur le cycle de vie est très largement positif dès qu'il remplace une production d'origine fossile ou qu'il contribue à accompagner la sortie des énergies fossiles (voir analyse environnementale au chapitre 12).

Au-delà des orientations publiques à l'échelle nationale, le développement du photovoltaïque pourrait être déterminé en grande partie par des initiatives locales voire individuelles. Depuis plusieurs années, la construction d'installations photovoltaïques en autoconsommation, à l'échelle individuelle ou collective, se développe progressivement, atteignant 100 000 installations pour l'autoconsommation individuelle et 50 opérations pour l'autoconsommation collective en 2021. À long terme, ce type de modèles pourrait être amené à prendre une place de plus en plus importante, dans un contexte où de nombreux consommateurs (foyers, entreprises, collectivités locales...) sont désireux de se réapproprier leur approvisionnement énergétique et de favoriser des modes de production locaux. L'un des scénarios élaborés par RTE prévoit ainsi un fort développement de ce type de modèles (scénario M1), qui passe par un déploiement important d'installations photovoltaïques réparties de manière diffuse sur le territoire et plus particulièrement à proximité des grands centres de consommation. **Avec près de 35 GW d'installations photovoltaïques en toiture résidentielle à l'horizon 2050 (consommation de référence), ce scénario représente ainsi huit millions de maisons individuelles (soit une maison individuelle sur deux) qui pourraient être en mesure de consommer directement leur production photovoltaïque.**

9. L'autoconsommation individuelle correspond à un consommateur qui produit lui-même l'électricité qu'il consomme tandis que l'autoconsommation est dite collective lorsque plusieurs consommateurs s'associent avec un ou plusieurs producteurs pour échanger de l'électricité

4.3.5 L'éolien terrestre : une technologie mature et compétitive, sujette à un débat politique virulent

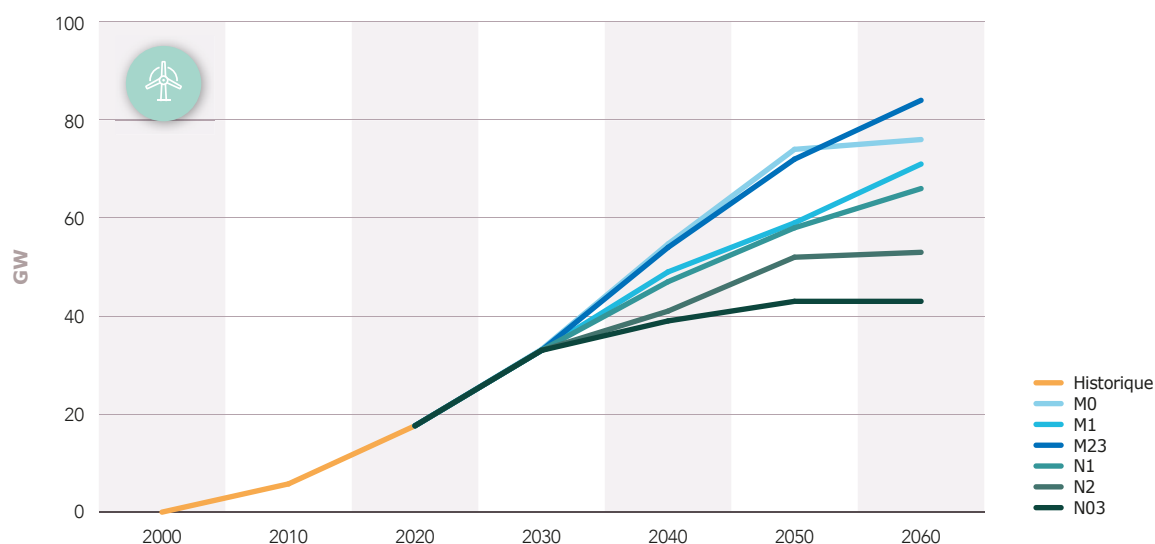
L'éolien terrestre constitue aujourd'hui la deuxième filière de production d'électricité renouvelable en France derrière l'hydraulique, avec près de 40 TWh de production électrique sur l'année 2020. Plus de 8000 éoliennes ont été installées sur le territoire national, pour une capacité installée de près de 18 GW, et avec une croissance régulière des nouvelles installations depuis plusieurs années. La France dispose du quatrième plus gros parc européen, et le douzième si l'on considère la capacité de production rapportée à la taille du territoire avec 3,3 kW/km².

L'éolien terrestre est une technologie désormais mature et compétitive. Les niveaux de prix issus des derniers appels d'offres qui s'élèvent à environ 60 €/MWh et continuent de baisser depuis plusieurs années. Vu les niveaux de prix de marché de l'électricité observés en 2021, le soutien aux nouvelles installations éoliennes terrestres pourrait

ainsi se faire à coût nul (voire négatif) pour le budget de l'État. Dans le débat médiatique demeure l'idée que le soutien à l'éolien serait très onéreux : cette idée ne correspond pas aux caractéristiques de coût actuelles de la filière, et n'est pas non plus établie au niveau des soutiens financiers apportés par l'État (86 millions d'euros par an¹⁰, soit beaucoup moins que le solaire avec 123 M€ annuel ou que les premiers parcs d'éoliennes en mer).

Bien que soutenu à l'échelle nationale d'après plusieurs enquêtes d'opinion, le développement de l'éolien terrestre fait l'objet d'inquiétudes parmi une partie de la population et d'un débat politique virulent depuis quelques années, qui s'est renforcé au cours des derniers mois de 2021. Outre les interrogations sur la variabilité de la production des éoliennes et les implications pour l'exploitation du système électrique, des opposants pointent

Figure 4.16 Évolution des capacités d'éolien terrestre en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence



10. Synthèse de l'évaluation des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques, Ministère de la transition écologique et solidaire, mai 2020, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Artelys_R20108_Synth%C3%A8se_finale.pdf

régulièrement son emprise paysagère. Les projets de nouveaux parcs, qui sont aujourd'hui soumis à des enquêtes publiques au niveau local, font souvent l'objet de recours contentieux de la part d'associations d'opposants, de riverains ou d'élus.

En outre, certaines contraintes réglementaires, par exemple dans les zones situées à proximité des radars militaires, se sont renforcées ces dernières années et sont susceptibles de restreindre largement les surfaces potentielles pour l'installation de nouvelles éoliennes.

Malgré ce contexte, le développement de l'éolien terrestre se poursuit à un rythme régulier depuis plusieurs années, avec entre 1 GW et 1,7 GW par an de nouvelles installations mises en service. Si ce rythme demeure très inférieur à celui observé dans d'autres pays (notamment l'Allemagne entre 2011 et 2019, qui a atteint un rythme de +3,2 GW/an durant cette période, avant un net ralentissement en 2020 et 2021 et des incréments inférieurs à un gigawatt) et en dessous des objectifs de la PPE (+2,2 GW/an), l'éolien terrestre constitue aujourd'hui la principale source de croissance de la production d'énergie bas-carbone en France, avec environ +4 à +6 TWh d'électricité bas-carbone supplémentaire apportée chaque année depuis cinq ans.

Dans ces conditions, la poursuite du développement de l'éolien terrestre apparaît indispensable à long terme pour atteindre la neutralité carbone, en particulier étant donné les enjeux sur l'intégration des nouveaux usages électriques et la décroissance attendue de la capacité nucléaire d'ici 2050. Une configuration alternative fondée sur un moratoire pour les énergies renouvelables et un arrêt du développement de l'éolien au-delà de 2025 a été également étudiée mais celle-ci met en évidence les risques associés à une telle stratégie pour l'approvisionnement énergétique et le respect des objectifs climatiques (*voir partie 5.5.2*).

Les principaux scénarios étudiés par RTE intègrent donc tous un développement de l'éolien terrestre, mais selon des trajectoires contrastées au-delà de 2030 et sans inflexion forte : selon les scénarios, le rythme s'échelonne entre un fort ralentissement du développement de nouvelles installations au-delà de 2030 (scénario N03, atteignant 43 GW en 2050 pour la consommation de référence) et un rythme légèrement supérieur à celui observé ces dernières années (scénarios M0 et M23, atteignant respectivement 72 et 74 GW en 2050 pour la consommation de référence)¹¹. Tous les scénarios prennent en compte un renouvellement des installations éoliennes au fur et à mesure. En effet, la durée de vie considérée des installations éoliennes est de 25 à 30 ans ce qui conduit à un besoin de renouvellement essentiellement à partir de l'horizon 2040.

Sur les plans technique et industriel, ces scénarios ne présentent pas de difficultés majeures : le potentiel technique de surfaces disponibles apparaît largement suffisant pour accueillir les capacités totales envisagées et les rythmes de développement annuel de nouvelles installations restent du même ordre de grandeur que celui observé sur le passé récent en France et dans d'autres pays. À titre de comparaison, l'Allemagne a développé en une quinzaine d'années plus de 50 GW d'éolien terrestre sur un territoire 30 % plus petit.

Selon les acteurs de la filière, les trajectoires les plus hautes ne sont toutefois atteignables que sous réserve d'évolutions structurantes du cadre réglementaire et de soutien politique renforcé. Les évolutions nécessaires concernent notamment la libération d'espaces fonciers aujourd'hui inaccessibles, la possibilité d'installer des technologies de plus grande taille (y compris pour les parcs existants faisant l'objet d'un renouvellement ou *repowering*), la réduction des délais d'instruction des demandes d'autorisation, des incitations économiques pour l'installation d'éoliennes dans des zones moins venteuses ou encore le développement de la participation des citoyens dans les nouveaux projets à travers le financement participatif ou via des projets les intégrant à la gouvernance.

11. Les capacités installées d'éolien terrestre adaptées aux hypothèses de consommation avec sobriété ou en considérant une réindustrialisation du pays sont détaillées dans la partie 5.3.

4.3.6 L'éolien en mer : une option de plus en plus considérée par les États et que la France a les moyens de développer

Les perspectives pour le développement de l'éolien en mer en Europe et en France sont désormais orientées vers une forte croissance à long terme.

Historiquement plus coûteuse que les énergies renouvelables terrestres, cette technologie a connu une baisse rapide des coûts d'installation au cours des dernières années, ce qui en fait désormais une des filières les plus prometteuses pour la production d'électricité bas-carbone à long terme. En France, au-delà des premiers parcs qui ont été développés à des coûts de l'ordre de 150 à 200 €/MWh (après renégociation), le dernier appel d'offres (à Dunkerque) a atteint le prix record de 44 €/MWh, une valeur très inférieure aux prix de marché actuels. Néanmoins, le coût du raccordement ne suit pas la même trajectoire et devrait croître au fur et à mesure que les projets sont implantés de plus en plus loin des côtes.

Par ailleurs, du fait de leur éloignement des côtes, les éoliennes en mer bénéficient de vents plus forts et plus réguliers ainsi que d'une acceptabilité

globalement plus favorable que l'éolien terrestre, bien que leur déploiement suscite tout de même certaines inquiétudes, notamment sur de possibles conflits d'usage avec la pêche artisanale ou sur son impact sur la biodiversité marine. Le développement de la filière éolienne en mer française a en outre été caractérisé par la création de nombreux emplois locaux, avec en particulier trois usines majeures de fabrication de composants des éoliennes en mer, et fait donc l'objet d'un soutien politique plus marqué au niveau régional.

Si la France ne dispose pas de parcs éoliens en mer en service à l'heure actuelle, plusieurs projets devraient être mis en service dans les toutes prochaines années, en commençant par le parc éolien posé de Saint-Nazaire qui commencera à produire de l'électricité en 2022. La PPE prévoit le raccordement de plus de 5 GW d'éoliennes en mer d'ici 2028 et le lancement de nombreux appels d'offres afin d'atteindre un rythme de raccordement de 1 GW par an dès la fin des années 2020.

Figure 4.17

Évolution des capacités d'éolien en mer en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence

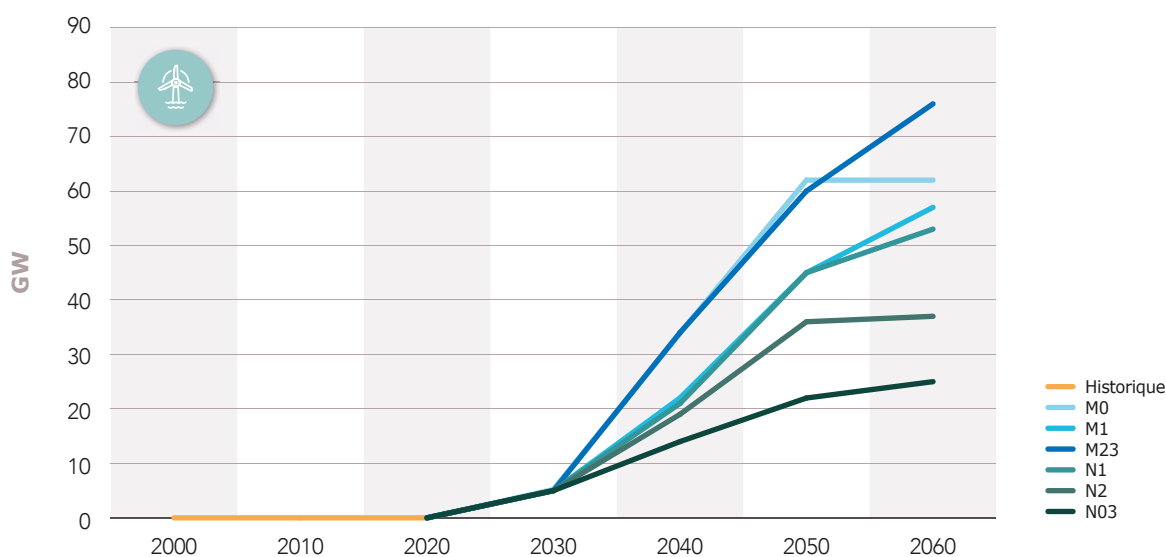
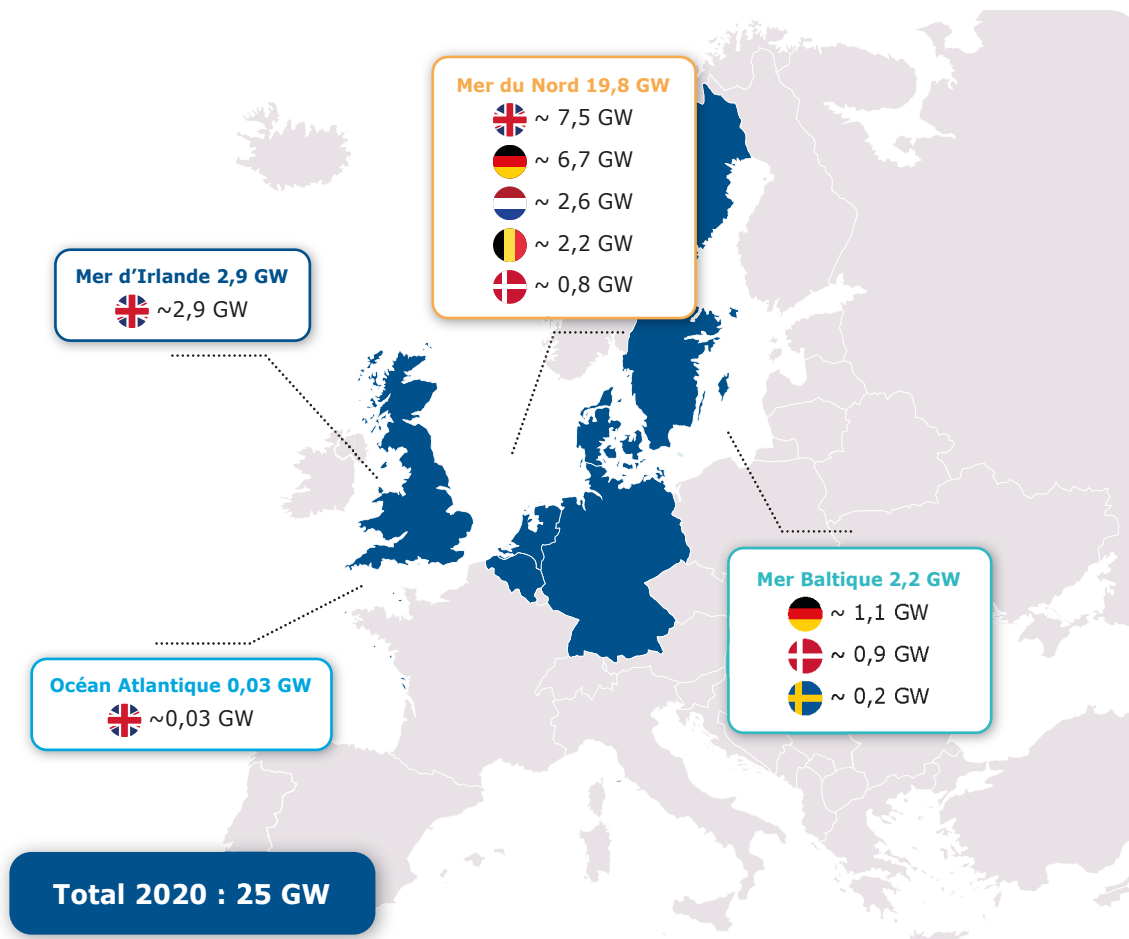


Figure 4.18 État des lieux des principales installations d'éolien en mer en service en Europe en 2020

NB : la contribution des pays au développement des façades maritimes a été comptabilisée à partir de 100 MW par pays (toutes façades confondues)

D'autres pays d'Europe ont par ailleurs vu leur capacité éolienne en mer croître largement au cours des dernières années, notamment le Royaume-Uni (10,4 GW), l'Allemagne (7,7 GW) ou encore les Pays-Bas (2,6 GW), avec des niveaux de prix compétitifs (autour de 50 €/MWh pour les projets les plus récents).

Tous ces pays connaissent ainsi des perspectives de forte croissance pour l'éolien en mer. De même, l'Union européenne prévoit dans sa stratégie pour l'éolien en mer une capacité de 300 GW installés à l'horizon 2050¹². À l'échelle de la France, qui dispose du deuxième potentiel le plus important en Europe après le Royaume-Uni¹³, l'éolien en mer

12. Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat, Commission européenne, 19/11/2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>

13. Comité interministériel de la mer, Dossier de presse, janvier 2021, https://www.gouvernement.fr/sites/default/files/contenu/piece-jointe/2021/01/2021-01-22_dossier-presse-cimer.pdf

pourrait donc connaître une accélération de son développement à long terme et ainsi contribuer largement à l'atteinte de la neutralité carbone.

Toutefois, contrairement aux pays de la mer du Nord, la plupart des côtes françaises sont marquées par des profondeurs qui augmentent rapidement avec l'éloignement des côtes. Par conséquent, sur certaines façades maritimes françaises (en particulier sur la façade Atlantique et en Méditerranée), le développement de l'éolien en mer ne pourra se faire qu'avec des parcs éoliens flottants. Cette technologie reste à un stade de maturité significativement moins avancé que pour l'éolien « posé », qui est la technologie utilisée aujourd'hui dans tous les projets commerciaux en Europe. Bien que présentant des perspectives favorables, la technologie « flottante » possède donc des coûts plus élevés à moyen terme et des incertitudes plus fortes sur son évolution à long terme que la technologie « posée ».

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les trajectoires considérées pour le développement de l'éolien en mer (posé et flottant) en France conduisent à une capacité installée en 2050 comprise entre 22 GW (scénario N03, qui correspond à un rythme de développement qui reste légèrement inférieur à 1 GW par an sur les trente prochaines années) et environ 60 GW (scénarios M23 et M0) en considérant la trajectoire de consommation de référence. Dans le scénario M23, la capacité installée atteint même plus de 70 GW en 2060 avec la trajectoire

de consommation de référence et 90 GW en 2060 avec la trajectoire de consommation réindustrialisation (*voir partie 5.3.2*).

Si l'espace maritime français apparaît suffisant pour accueillir de telles capacités, ce type de scénarios est adossé à des conditions fortes.

D'une part, l'espace mobilisé pour les parcs éoliens en mer serait alors significatif. Ceci implique de disposer d'un haut niveau d'acceptabilité local et d'assurer une coexistence avec les autres usages de la mer, en particulier la pêche et les espaces maritimes protégés.

D'autre part, les trajectoires les plus hautes prévoient un rythme de développement qui atteint jusqu'à plus de 2,5 GW par an en moyenne au-delà de 2030 pour les scénarios les plus hauts. S'agissant du renouvellement des installations, son impact sur les rythmes de développement est limité sur les trente prochaines années, dans la mesure où aucune installation est aujourd'hui en service en France et que les premiers projets pourraient fonctionner jusqu'à la fin des années 2040 au moins. Bien que de tels niveaux de croissance aient été observés ponctuellement dans d'autres pays, atteindre un tel rythme sur plusieurs décennies constitue un défi industriel. Un tel défi nécessiterait une planification spatiale et temporelle renforcée pour apporter de la visibilité à long terme sur le déploiement de la filière et optimiser le raccordement et le renforcement des réseaux (*voir chapitre 10*).

4.3.7 Autres énergies marines : des perspectives limitées à court terme mais une émergence de projets commerciaux possibles à long terme

Au-delà de l'éolien en mer, plusieurs technologies sont envisageables pour produire de l'électricité en mer : hydroliennes (énergie des courants marins), usines marémotrices (énergie des marées), centrales houlomotrices (énergie des vagues), installations maréthermiques (exploitant les écarts de température en surface et en profondeur), etc.

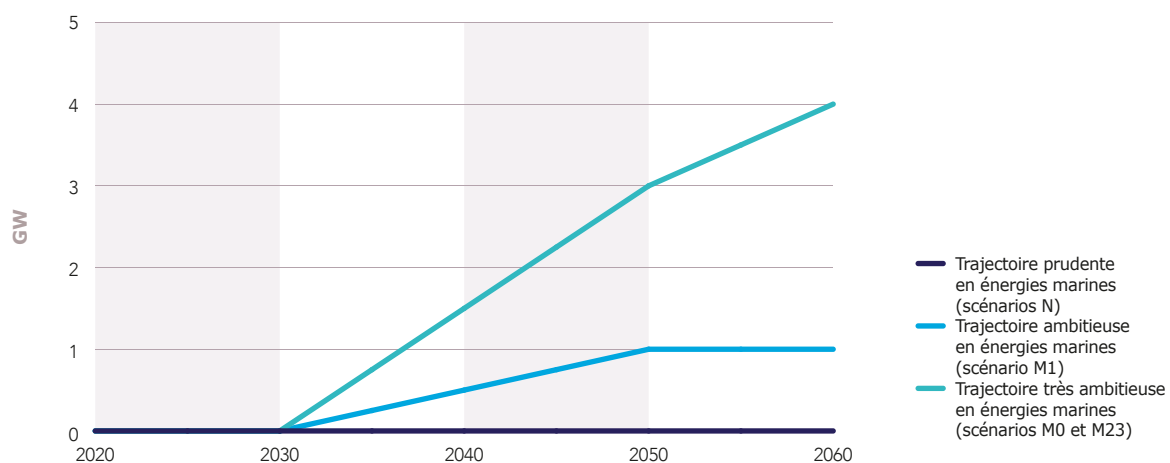
L'usine marémotrice de la Rance (240 MW) a été la première installation produisant de l'électricité à partir de l'énergie des marées (environ 500 GWh par an). Depuis sa mise en service en 1966, d'autres usines ont vu le jour dans le monde (Canada, Corée du Sud) mais l'essor de la filière reste très limité, du fait de ses impacts environnementaux. Son développement en France n'est pas envisagé à court terme.

S'agissant des hydroliennes en mer, la France dispose d'un potentiel technique significatif grâce à des courants parmi les plus forts du monde. Ce potentiel est estimé à quelques gigawatts et se situe essentiellement au niveau du raz Blanchard (au large du Cotentin) ainsi que sur quelques autres sites favorables (passage du Fromveur au large d'Ouessan,

Golfe du Morbihan, raz de Barfleur). Bien que significatif par rapport aux autres pays d'Europe, ce potentiel reste très limité comparé aux autres énergies renouvelables en France. Cependant, notamment du fait de leur moindre impact environnemental et de leur immersion, les hydroliennes suscitent un intérêt depuis plusieurs années. Si plusieurs démonstrateurs ont été mis en service en Europe et en France ces dernières années, la filière reste aujourd'hui à un niveau de maturité technologique et de coûts qui ne permettent pas d'envisager son déploiement à grande ampleur à court terme. La PPE de 2020 n'a, ainsi, pas organisé de soutien public sous forme d'appel d'offres d'ici 2028 en privilégiant le principe de la poursuite des expérimentations. À ce titre, de nouveaux démonstrateurs devraient prochainement voir le jour au large des côtes bretonnes et dans la Manche, pour de petites puissances.

Enfin, la croissance des autres énergies marines renouvelables devrait rester limitée à court terme. En effet, la filière houlomotrice est toujours au stade de la démonstration technique et le gisement d'énergie thermique des mers est limité en France métropolitaine.

Figure 4.19 Évolution des capacités d'énergies marines en France depuis 2020 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix (consommation de référence)



De ce fait, malgré une grande variété de sources d'énergies marines possibles, aucune technologie n'a atteint un stade de maturité suffisant pour permettre le déploiement industriel et commercial à court terme. À moyen-long terme en revanche, certains acteurs considèrent qu'il sera possible de déployer des projets commerciaux à des coûts compétitifs, par exemple sur l'hydrolien.

Ces différentes perspectives ont conduit à retenir, dans les *Futurs énergétiques 2050*, une hypothèse prudente correspondant à une capacité comprise entre 0 et 3 GW d'énergies marines en 2050, avec de premières installations mises en service à partir des années 2030, et uniquement dans les scénarios M.

4.3.8 Au-delà des trajectoires de capacités installées, des incertitudes sur l'évolution du facteur de charge des énergies renouvelables

La contribution des énergies renouvelables variables à la production d'électricité en France ne dépend pas uniquement de l'évolution des capacités installées (exprimées en puissance, en gigawatts) mais également de leur facteur de charge (c'est-à-dire le ratio entre la puissance moyenne produite sur une période donnée et la puissance installée).

Pour les énergies renouvelables comme l'éolien et le photovoltaïque, les facteurs de charge sont fortement influencés par les conditions météorologiques (il existe des années plus ou moins venteuses, ou plus ou moins ensoleillées, avec des variations non négligeables). Sur les dix dernières années en France, le facteur de charge annuel du photovoltaïque a par exemple varié entre 13,1 % et 15,5 % et celui de l'éolien terrestre entre 21,9 % et 26,6 %, variations interannuelles qui sont corrélées à celles de l'ensoleillement ou du vent sur la France. D'autres paramètres influencent les facteurs de charge moyens à plus long terme.

L'élaboration des scénarios d'évolution du mix de production électrique sur le temps long, qui vise à assurer que chacun de ces scénarios permet de couvrir un niveau de consommation donné (par exemple, environ 645 TWh par an dans la trajectoire de référence) se fonde sur des projections sur l'évolution du facteur de charge des différentes filières. Celles-ci dépendent de nombreux paramètres : caractéristiques des sites d'implantation des installations, technologies utilisées, orientation des panneaux dans le cas du solaire, taille des mâts et pales dans le cas de l'éolien, trajectoires de réchauffement climatique considérées, etc.

De manière générale, deux effets principaux jouent dans des sens opposés sur l'évolution des facteurs de charge : d'un côté, l'amélioration progressive des technologies conduit à augmenter le facteur de charge

théoriquement accessible pour les installations les plus récentes ; de l'autre, le développement de plus en plus important des énergies renouvelables conduit à installer des nouvelles capacités sur des sites moins favorables en matière de productible (sites moins ventés ou moins ensoleillés). Le changement climatique est également susceptible d'avoir un impact sur les facteurs de charge, même si les analyses disponibles à date ne dégagent pas de consensus sur le caractère significatif de son influence sur le vent et l'ensoleillement (*voir chapitre 8 pour plus de détails*).

Pour alimenter ces projections, des analyses présentant des tendances sur l'évolution des facteurs de charge sur les années passées sont parfois mises en évidence¹⁴. Toutefois, l'interprétation de ces tendances est rendue difficile par les différences de situation géographique ou encore de contexte politique et réglementaire dans les zones considérées. Ainsi, d'après certaines études, le facteur de charge de certaines nouvelles installations d'éolien terrestre pourrait atteindre plus de 40 % – soit des niveaux caractéristiques des grandes installations éoliennes en mer – dans des zones très ventées et permettant l'installation de grandes éoliennes (par exemple aux États-Unis). De la même manière, grâce à une implantation dans des zones particulièrement favorables (par exemple, zones désertiques proches de l'équateur), certaines installations photovoltaïques atteignent près de 30 % de facteur de charge. Ces performances demeurent exceptionnelles et s'expliquent principalement par la localisation des projets et par des conditions météorologiques locales spécifiques, très différentes de celles observées en France. Il est ainsi difficile d'en tirer des conclusions sur l'impact réel des progrès technologiques sur le facteur de charge moyen en France.

14. Voir par exemple le rapport « *Renewable Power Generation Costs in 2020* » publié par l'IRENA en juin 2021 : cette analyse néanmoins basée sur des données resimulées pour un échantillon de parcs et dont la méthodologie n'est que partiellement décrite.

En outre, au-delà des évolutions technologiques possibles, les facteurs de charge dépendent de la répartition géographique des installations sur le territoire. Dans une configuration où il serait possible de développer des capacités selon une logique purement économique en visant systématiquement les meilleurs sites, quitte à concentrer fortement les installations dans certaines zones, le facteur de charge pourrait s'établir à des niveaux élevés. Toutefois, **la logique de construction des scénarios de RTE et de leur déclinaison géographique, telle que présentée dans la partie 5.2.4 conduit à tenir compte des dynamiques territoriales et du fait que ces**

capacités ne pourront vraisemblablement pas se concentrer seulement dans quelques zones. Ceci conduit, dans tous les scénarios, à ne pas privilégier systématiquement les meilleurs gisements et à obtenir par conséquent un facteur de charge plus faible que l'optimum. Par ailleurs, dans la mesure où tous les scénarios sont fondés sur une logique similaire de répartition géographique de la production, à l'exception de M1, les facteurs de charge obtenus sont globalement homogènes entre scénarios.

Dans le détail, les enjeux sur les facteurs de charge diffèrent selon les filières.

Éolien terrestre

L'évolution à moyen et long terme du facteur de charge de la capacité de production éolienne terrestre installée en France constitue un point de débat entre spécialistes, tout comme l'évaluation du nombre de mâts d'éoliennes qui seront nécessaires à terme dans les différents scénarios de neutralité carbone (plus le facteur de charge augmente, plus le nombre d'éoliennes à développer peut être réduit).

Comme pour toutes les énergies renouvelables, l'évolution du facteur de charge des éoliennes terrestres dépend de deux effets jouant dans des sens opposés : saturation progressive des meilleurs gisements d'un côté et progrès technologique de l'autre via une augmentation de la taille des pales des éoliennes.

Cette évolution dépend donc aussi des contraintes qui s'appliquent sur les projets éoliens terrestres, notamment en matière de hauteur des mâts. Selon les contraintes et les caractéristiques spécifiques des sites, les développeurs de projets éoliens terrestres peuvent choisir de calibrer différemment la taille ou la puissance des différents composants : en particulier, les choix de dimensionnement du diamètre des pales et de la puissance de la génératrice peuvent influencer assez largement sur la capacité des installations mais également sur leur facteur de charge.

À titre d'exemple, deux cas d'usage spécifiques conduisent parfois les développeurs à sous-dimensionner la puissance maximale de

la génératrice par rapport aux diamètres des éoliennes, ce qui tend généralement à faire augmenter leur facteur de charge moyen.

Dans un premier cas, sur des sites peu ventés mais pour lesquelles la hauteur des mâts n'est pas limitée, les développeurs pourront avoir intérêt à installer des éoliennes de grands diamètres avec génératrices sous-dimensionnées pour maximiser la production. Ceci a permis ces dernières années d'exploiter des zones au potentiel éolien plus faible.

Dans un autre cas typique, lorsque la hauteur des mâts n'est pas limitée mais que le site présente des contraintes sur le raccordement au réseau (coût de raccordement important ou limitation de la puissance pouvant être évacuée), les développeurs auront également tendance à sous-dimensionner la puissance maximale de la génératrice, ce qui aura tendance à augmenter le facteur de charge. Ce type d'installations s'est ainsi développé dans des zones pourtant ventées dans certains pays comme les États-Unis ou la Chine, où les contraintes de raccordement au réseau sont fortes tandis que la taille des machines n'est pas limitée. Ceci explique en partie l'augmentation tendancielle du facteur de charge dans ces pays.

En France au contraire, les limitations sur la hauteur des mâts sont beaucoup plus fortes, notamment du fait de contraintes aéronautiques et réglementaires importantes ou

encore en lien avec une prise en compte de la proximité des habitations et des impacts visuels sur le paysage et le patrimoine souvent plus marquée que dans d'autres pays. En conséquence, si le site d'accueil d'un parc éolien est suffisamment venté, il apparaît souvent préférable aux développeurs d'augmenter la puissance maximale de la génératrice de façon à augmenter la production globale tout en limitant la taille de l'éolienne. Ceci entraîne un effet baissier sur le facteur de charge car l'augmentation de la production (liée au surdimensionnement de la génératrice) est relativement moins importante que l'augmentation de la puissance installée.

Les contraintes sur la taille des éoliennes en France sont observées depuis plusieurs années, comme le note l'Observatoire de l'éolien annuel publié par France énergie éolienne : à titre d'exemple, les éoliennes terrestres installées en France en 2016-2017 étaient caractérisées par une hauteur moyenne bout de pale d'environ 135 mètres contre autour de 170 mètres pour celles installées sur la même période en Allemagne¹⁵. Ces limites à la hauteur des mâts ne semblent pas près d'être remises en cause en France au vu des mouvements d'opposition au développement des éoliennes et du renforcement des contraintes aéronautiques mis

en place ces dernières années. Elles réduisent ainsi la perspective d'un accroissement très marqué des facteurs de charge des éoliennes par le développement d'une nouvelle génération de machines de plus grande taille, occupant de nouveaux sites ou remplaçant la première génération d'éoliennes lors de leur *repowering*. RTE a donc retenu par prudence, dans les *Futurs énergétiques 2050*, une perspective de stabilité pour les facteurs de charge de l'éolien terrestre, compromis entre saturation des gisements et amélioration technologique limitée par les enjeux socio-environnementaux d'intégration des éoliennes.

Cette hypothèse joue un rôle dans la simulation technique. Elle explique certaines différences sur le nombre de mâts d'éoliennes à installer nécessaires entre les scénarios de RTE et d'autres études prospectives qui retiennent pour la France une perspective de croissance identique à celle des pays où les éoliennes bénéficient d'un cadre plus favorable et moins contraignant pour leur hauteur. Des approfondissements pourraient être menés en prolongement de l'étude des *Futurs énergétiques 2050* en vue des prochains exercices de prospective afin d'affiner l'analyse sur les tendances en matière de progrès technologique.

Éolien en mer

Les principales innovations technologiques de la filière éolienne en mer concernent, comme pour les éoliennes terrestres, l'augmentation du diamètre des pales. En effet, depuis la première génération d'éoliennes en mer en France (qui seront mise en service à compter de l'année 2022 dans le cadre des premiers appels d'offre français réalisées en 2010 et 2012), des progrès ont été réalisés et permettent d'envisager des facteurs de charge plus importants pour les générations suivantes attendues à partir de la seconde moitié des années 2020.

Cependant le rythme de croissance devrait ralentir notamment avec l'arrivée à maturité de la filière. Comme pour l'éolien terrestre, le facteur de charge à long terme du parc d'éoliennes en mer français dépendra largement de la stratégie nationale de choix des sites d'implantation des futurs parcs. Les compromis entre les caractéristiques techniques du site et l'accès aux régimes de vent les plus favorables, le coût du raccordement en fonction de l'éloignement des côtes, et les enjeux locaux de partage de la mer entre ses différents usagers, peuvent être très différents.

¹⁵. France énergie éolienne, BearingPoint, 2018, *Observatoire de l'éolien 2018*

Photovoltaïque

D'après les acteurs de la filière, les technologies de cellules photovoltaïques sont aujourd'hui matures et leurs performances ne devraient pas s'améliorer significativement dans les prochaines années (même si leurs coûts de fabrication sont anticipés comme fortement à la baisse). L'évolution du facteur de charge dépendra donc au premier ordre du type de projets et de leur répartition géographique : projets avec ou sans systèmes de suivi (*trackers*), installations au sol ou sur toitures selon différentes orientations, etc. Si les installations

avec *trackers* présentent de meilleurs facteurs de charge celles-ci restent aujourd'hui marginales du fait de leur surcoût.

Le facteur de charge considéré pour le solaire est finalement proche des valeurs actuelles et similaire dans tous les scénarios, à l'exception du scénario M1 dans lequel l'installation massive de panneaux sur toitures conduit à équiper certaines toitures dont l'orientation est moins favorable, pour maximiser la production solaire.

Approche méthodologique dans les *Futurs énergétiques 2050*

Sur le plan méthodologique, les facteurs de charge de l'éolien terrestre et du photovoltaïque sont calculés à partir de modèles statistiques basés sur les données historiques et dépendent de la répartition géographique des installations (*voir partie 5.2.4*) et des données climatiques (*voir chapitre 8*). Le facteur de charge annuel moyen pour l'éolien terrestre s'élève ainsi à environ 23 %, celui du photovoltaïque à environ 13 à 14 % selon les scénarios.

Pour l'éolien en mer, compte-tenu de l'absence de données historiques sur la France, le facteur de charge des éoliennes en mer a été calculé à partir des caractéristiques des turbines qui devraient être disponibles dans les prochaines années, des hypothèses de localisation détaillées dans la suite (*partie 5.2.4*), des interactions entre turbines (effets de sillage), et des données climatiques projetées en

2050. Le modèle physique conduit à retenir un facteur de charge moyen de l'ordre de 41 %, variant entre 37,3 % et 46,2 % en fonction des années météorologiques, et différent selon les scénarios principalement du fait des différentes hypothèses de localisation.

Les facteurs de charge retenus pour chacune des filières d'énergies renouvelables représentent donc l'évolution tendancielle des performances actuelles. Ils proposent une vision prudente ne reposant sur aucun pari de rupture des technologies déployées. L'incidence de l'incertitude sur les facteurs de charge du solaire et de l'éolien en 2050 peut être en partie évaluée via l'étude de sensibilité du bilan économique des scénarios en fonction du coût des énergies renouvelables (*voir partie 11.6*).

4.4 Les rythmes de croissance des énergies renouvelables envisagés apparaissent élevés au regard des tendances observées en France ces dix dernières années, mais une vision européenne permet de les remettre en perspective

Le développement massif et rapide des énergies renouvelables envisagé en France représente un défi industriel et sociétal considérable. Les rythmes nécessaires pour atteindre la neutralité carbone, selon les différents scénarios, conduisent nécessairement à une discussion sur leur réalisme ou leur faisabilité. Pour documenter ce débat, le précédent des différents pays européens est important : il permet de vérifier quels rythmes ont déjà pu être atteints par le passé alors même que l'urgence climatique n'était pas perçue aussi clairement qu'aujourd'hui.

S'agissant du solaire, les rythmes annuels de développement envisagés dans les *Futurs énergétiques 2050* varient entre 2,5 et 7 GW/an en moyenne sur 2020-2050, en tenant compte des besoins de renouvellement des infrastructures de production et en considérant la trajectoire de consommation de référence et jusqu'à près de 9 GW/an avec la trajectoire de consommation réindustrialisation (voir partie 5.3.2). Ils peuvent être comparés au

rythme maximal atteint en Europe au cours des dernières années, soit celui de l'Allemagne avec 4 GW/an : les scénarios M0 et M1 conduisent à des rythmes nettement supérieurs, N1 et M23 nécessiteraient d'atteindre ce rythme, tandis que N03 et N2 reposent sur des trajectoires directement atteignables à court terme en France, et même inférieures au rythme prévu par la PPE de 2020.

Le rythme de développement de l'éolien terrestre prévu apparaît, pour sa part, plus en retrait : compris entre un et deux gigawatts par an selon les scénarios avec la trajectoire de consommation de référence, il n'implique pas d'accélération par rapport à la tendance actuelle en France (le rythme moyen observé entre 2009 et 2020 est de 1,2 GW/an, avec un pic à environ 2 GW en 2017) mais une pérennisation de ce rythme. En Europe, l'Allemagne, qui a développé en quinze ans un parc d'une cinquantaine de gigawatts, est le pays ayant maintenu la trajectoire la plus dynamique, même si celle-ci a largement ralenti au cours des deux dernières années.

Figure 4.20 Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) du solaire

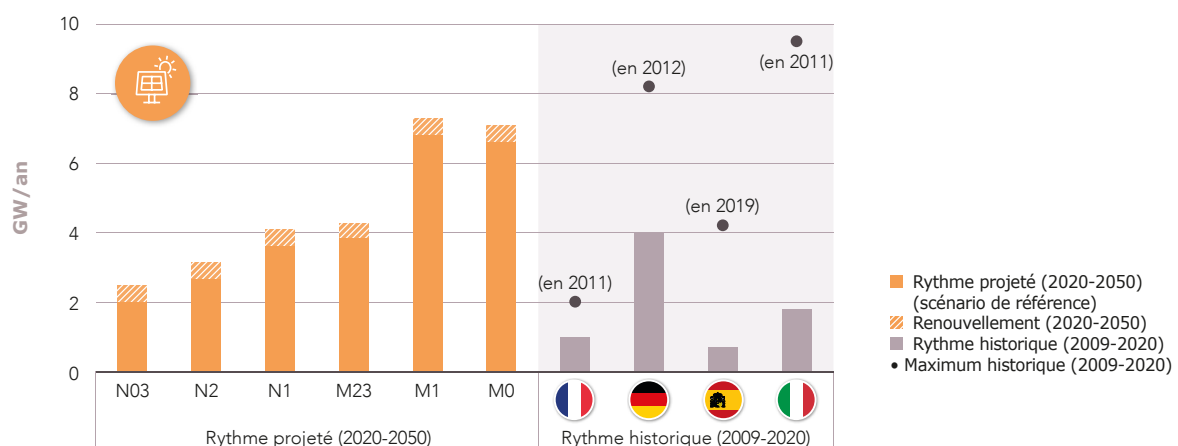
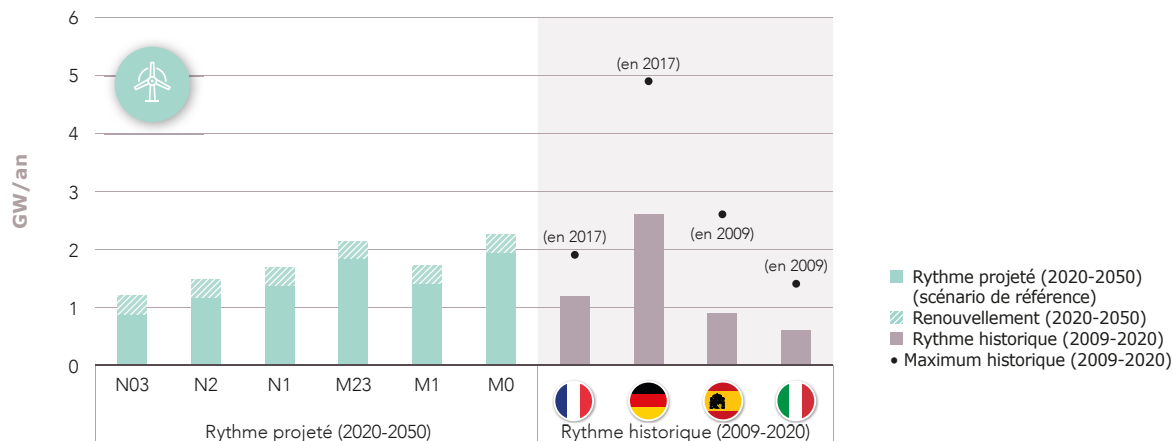


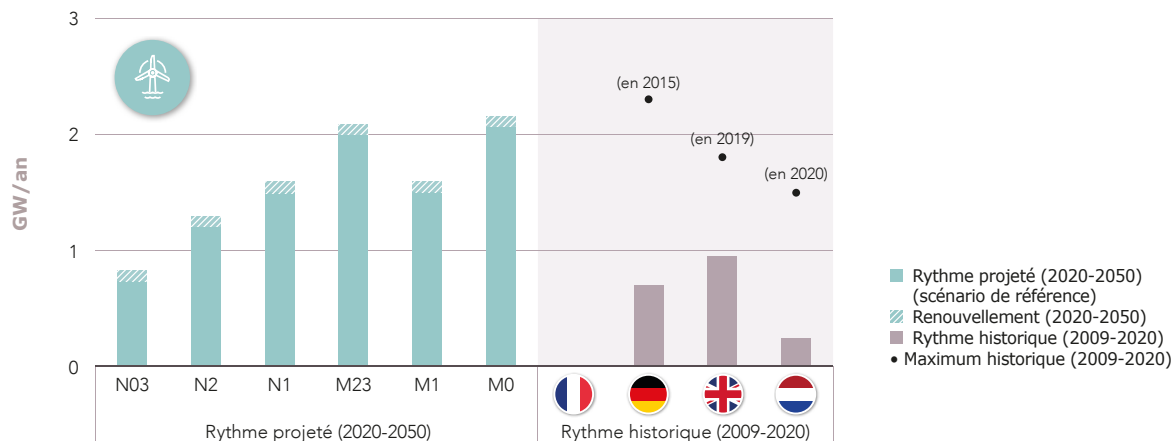
Figure 4.21 Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) de l'éolien terrestre



La France ne possède aujourd'hui aucune ferme éolienne en mer en service. Les rythmes de développement de la filière prévus dans cette étude requièrent donc une trajectoire très soutenue (entre 0,7 et 2 GW par an de 2020 à 2050 avec la consommation de référence). Parmi les pays européens ayant déjà des installations éoliennes en mer, certains ont déjà atteint un rythme moyen sur les dix dernières années de près de 1 GW par an (Grande-Bretagne) et ont récemment procédé

à une accélération importante et peuvent encore s'accélérer en bénéficiant des retours d'expérience des premières installations. Les rythmes prévus par la PPE devraient permettre à la France d'atteindre, au cours de la prochaine décennie, un rythme de 0,5 GW par an : c'est ainsi pour cette filière que l'enjeu d'accélération apparaît le plus prégnant, bien plus que pour l'éolien terrestre ou le solaire. Notamment, les scénarios M23 et M0 impliqueraient de tenir, durant les trente prochaines

Figure 4.22 Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) de l'éolien en mer

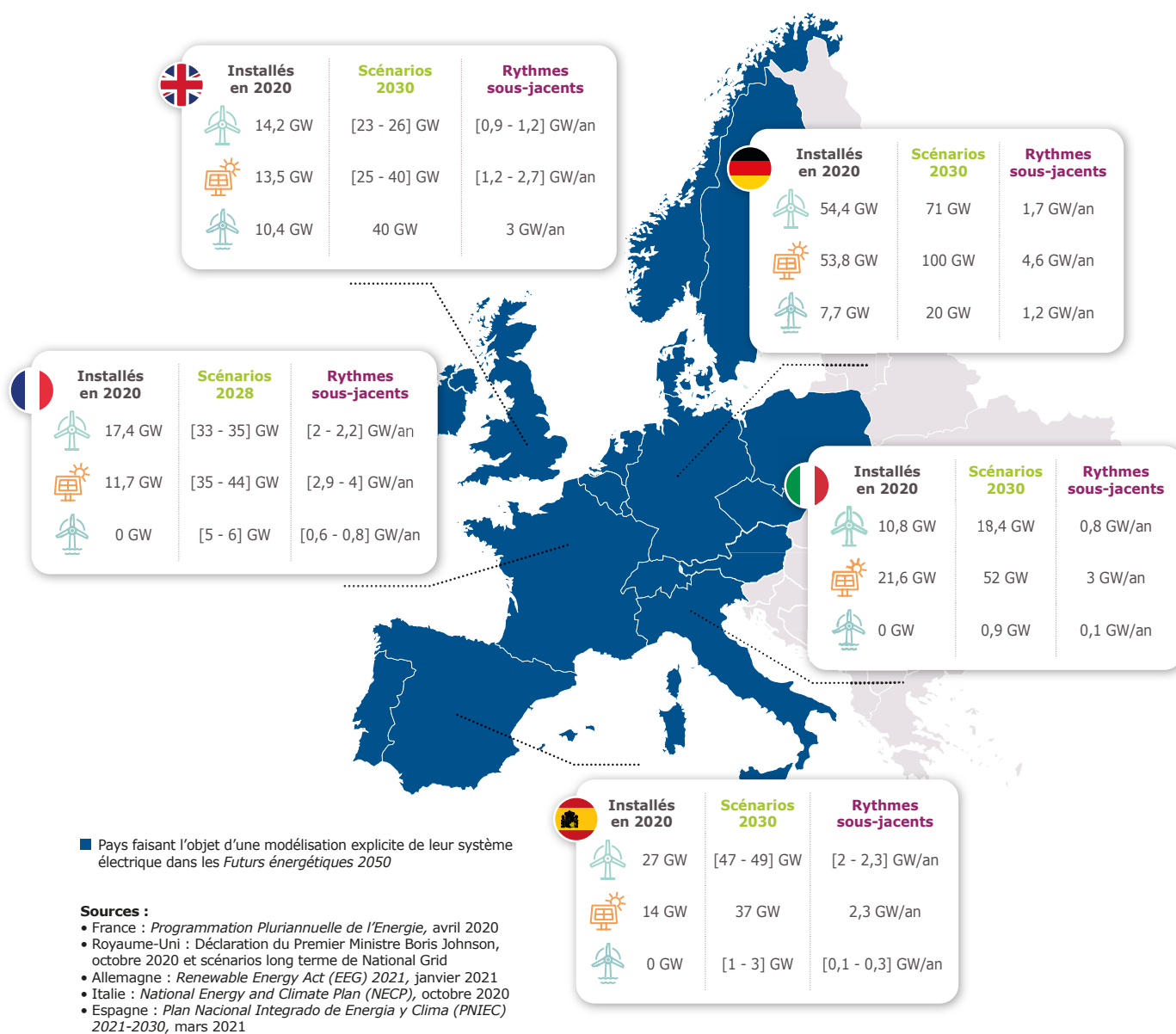


années, le rythme maximal atteint par l'Allemagne ou le Royaume-Uni au cours des dernières années.

Au total, les rythmes de développement des énergies renouvelables envisagés apparaissent particulièrement ambitieux par rapport aux rythmes historiques atteints en France, quelle que soit la

filère et quel que soit le scénario. La comparaison avec les autres pays européens permet de montrer qu'ils ne sont pas pour autant irréalistes. Les scénarios M1 (pour le solaire), M23 (pour l'éolien en mer) et M0 (pour ces deux filières) sont ceux pour lesquels l'enjeu de la faisabilité apparaît le plus important, mais même un scénario de type N1

Figure 4.23 Cibles de capacités et de rythmes d'installations d'énergies renouvelables dans les orientations de politiques énergétiques nationales en Europe



implique d'atteindre des rythmes très élevés. Les scénarios N2 et N03 se situent plus proches des moyennes historiques, sauf pour l'éolien en mer. Ces conclusions sont valables pour la trajectoire de consommation de référence. Si la sobriété a pour

conséquence de réduire les rythmes d'installation sur toutes les filières allégeant ainsi les contraintes industrielles, la réindustrialisation du pays accroît les besoins en énergies renouvelables et donc les rythmes imposés (*voir partie 5.3*).

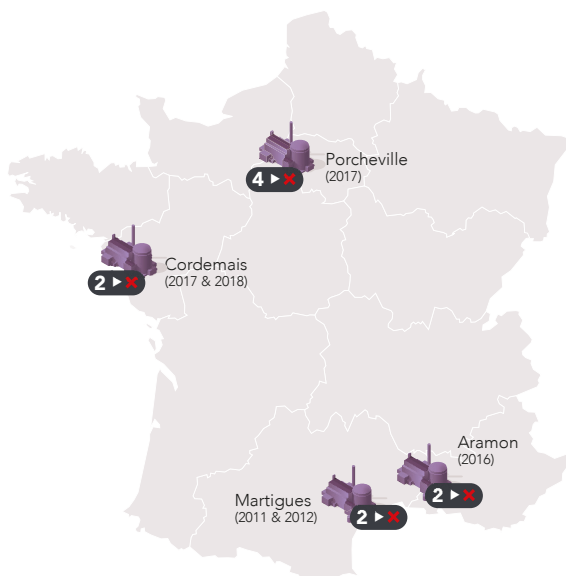
4.5 Le thermique à flamme : une fermeture progressive des moyens les plus émetteurs et une décarbonation du gaz en vue d'atteindre la neutralité carbone

4.5.1 Les grandes unités au fioul arrêtées en 2018, et une sortie du charbon imminente

La France disposait, au début des années 2000, d'un parc thermique composé de grandes et moyennes unités fonctionnant au fioul et au charbon. Moins développé que celui de ses voisins, ce parc thermique totalisait tout de même une capacité de l'ordre de 30 GW, et était composé d'unités relativement anciennes, majoritairement mises en service dans les années 1970, mais également de petites unités de cogénération.

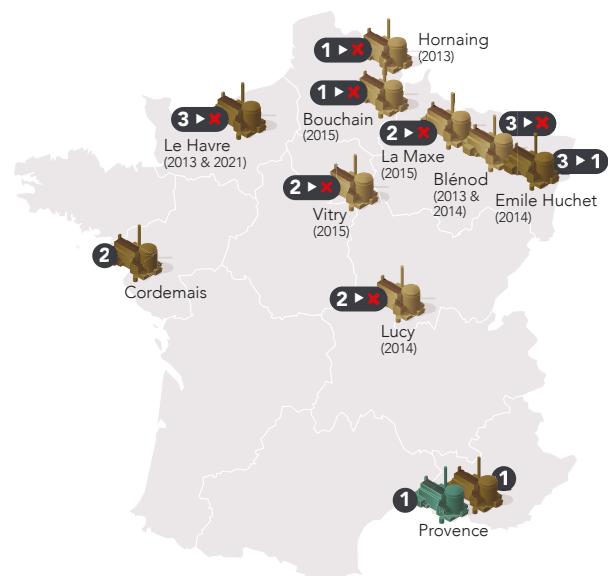
Pour des raisons principalement économiques, ce parc thermique conventionnel a été largement réduit depuis le début des années 2000, avec la mise à l'arrêt définitive des centrales au fioul (à l'exception de quelques turbines à combustion) et des centrales au charbon. Ce mouvement a accompagné la décarbonation du mix électrique, ces filières étant les plus émettrices du parc.

Figure 4.24 Évolution du parc de groupes fioul depuis 2010



⊗ Nombre de groupes par site (x) Date de mise à l'arrêt

Figure 4.25 Évolution du parc de groupes charbon depuis 2010



⊗ Nombre de groupes par site (x) Date de mise à l'arrêt

Pallier à 600 MW
 Pallier à 250 MW
 Groupe converti à la biomasse

Plus précisément, les grandes installations au fioul (unités de 600 MW) – qui représentaient encore début 2016 une puissance installée de 5 GW – sont à l’arrêt depuis le printemps 2018.

Le parc français de centrales au charbon, dont la puissance installée se montait encore à 7 GW en 2013, est en voie de fermeture définitive. Entre 2013 et 2016, les unités de moyenne taille ont toutes été fermées, sur décision économique de l’exploitant. Depuis 2017, la fermeture des dernières centrales au charbon (cinq unités de 600 MW réparties sur quatre sites) est programmée au titre

des objectifs de politique énergétique. La centrale du Havre a fermé au printemps 2021 et l’arrêt de celles de Saint-Avold (Moselle) et de Gardanne (Bouches-du-Rhône) est prévu en 2022. Les deux dernières unités de Cordemais (Loire-Atlantique) seront, quant à elles, mises à l’arrêt entre 2024 et 2026 mais leur fonctionnement sera plafonné à partir de 2022 au titre des dispositions de la loi énergie-climat de 2019. La fermeture de ces dernières unités se déroule dans un contexte de sécurité d’approvisionnement plus tendu, les marges de sécurité du système français ayant disparu au cours des dernières années.

4.5.2 Le gaz fossile : des unités récentes, mais des perspectives d'utilisation en diminution

En parallèle de la fermeture progressive des centrales au charbon et au fioul, l'Europe a été le théâtre d'un important cycle d'investissement dans les centrales au gaz au moment de l'ouverture du marché de l'électricité entre 2000 et 2015. Dans un contexte d'ouverture des marchés, l'attrait pour ces centrales résultait de leur taille comparativement faible, ainsi que des perspectives de compétitivité de la production d'électricité à partir de gaz par rapport au charbon.

La technologie du cycle combiné bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact sur les émissions de CO₂ est moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un facteur d'émission de CO₂ réduit de moitié par rapport au charbon. Néanmoins, les centrales au gaz en Europe demeurent des unités fossiles, responsables d'une partie importante des émissions de gaz à effet de serre au niveau européen.

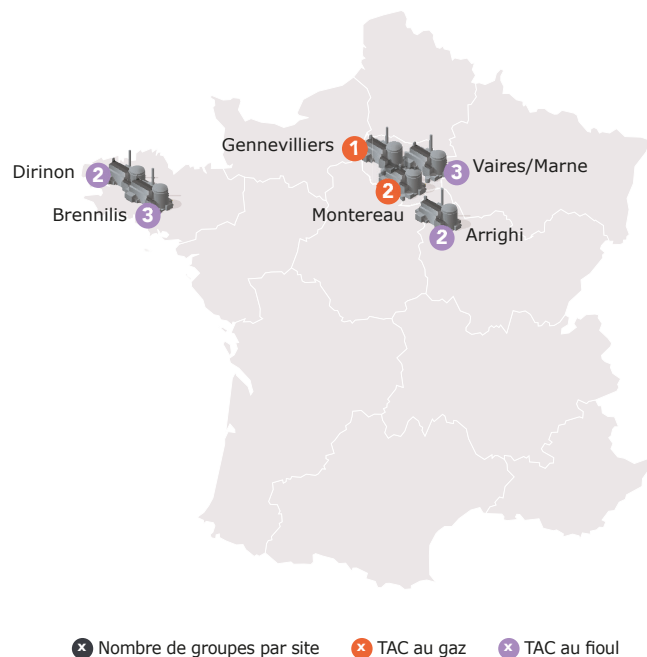
Le parc de cycles combinés au gaz en France est aujourd'hui composé de 14 unités représentant plus de 6 GW. Cette vague d'investissement est quasi achevée : une dernière unité doit être mise en service à Landivisiau en 2022, dans le cadre d'un projet retenu en 2011 pour sécuriser l'alimentation électrique de la Bretagne. En application de la loi énergie-climat, cette unité sera la dernière grande installation thermique fossile mise en service en métropole.

Le mix électrique français comprend également des moyens de pointe, et notamment un parc de 2 GW de turbines à combustion fonctionnant au fioul ou au gaz. Ces centrales sont conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an. Ce parc de turbines à combustion est relativement récent, les deux tiers des installations ayant été mises en service après 2007.

Figure 4.26 Parc de cycles combinés au gaz au 30/09/21



Figure 4.27 Parc de turbines à combustion au 30/09/21



Dans une trajectoire de neutralité carbone, l'utilisation du gaz fossile pour la production d'électricité est amenée à disparaître. Au cours des dix prochaines années, la stratégie définie par l'État dans la PPE, consistant à développer les énergies renouvelables en maintenant une base nucléaire importante, aura pour effet de réduire les durées de fonctionnement des centrales au gaz. Celles-ci devraient fonctionner selon les prix sur le marché européen, mais n'être appelées qu'épisodiquement. L'espace économique de ces centrales dépend en effet directement d'un équilibre européen : cet espace est actuellement fortement réduit, y compris par rapport aux centrales à charbon, du fait du prix du gaz sur les marchés mondiaux, mais il pourrait augmenter de manière temporaire du fait des programmes de fermeture du nucléaire en Allemagne et Belgique. Ces centrales sont donc appelées à être soit fermées à terme (dès la décennie 2030-2040 notamment), soit à changer de nature en utilisant un combustible bas-carbone (*voir partie 4.5.3*).

La réduction de l'utilisation du gaz d'origine fossile dans la production d'électricité en Europe dépend cependant de la tenue de l'ensemble des trajectoires de développement des énergies renouvelables. Dans l'éventualité (probable au vu de l'historique) de retards par rapport aux rythmes volontaristes projetés sur l'installation de l'éolien et du solaire dans tous les pays, il existe une probabilité importante que le gaz continue d'être utilisé assez largement dans la production d'électricité en Europe. Dans les pays où l'utilisation du charbon est encore importante, privilégier la production d'électricité à base de centrales au gaz constitue de plus un moyen de diminuer les émissions à court-moyen terme. Ceci explique pourquoi le gaz d'origine fossile est considéré dans plusieurs pays européens comme pouvant servir d'énergie de transition dans le cadre d'une décarbonation par étapes.

4.5.3 Le gaz décarboné : une perspective pour les centrales actuelles, soumise à un grand nombre d'incertitudes et de modèles envisageables

Assurer la sécurité d'approvisionnement dans un scénario 100% renouvelable (scénarios M) ou à forte dominante renouvelable (scénario N1 et, dans une moindre mesure, N2) nécessite de disposer d'un minimum d'unités de production pilotables comme des centrales thermiques (*voir détails au chapitre 7*). Pour qu'elles puissent réellement s'inscrire dans un système neutre en carbone, ces centrales doivent utiliser des combustibles décarbonés. Il s'agit d'un des enjeux majeurs autour du développement des «gaz verts».

Plusieurs types de combustibles gazeux sont envisageables : l'hydrogène bas-carbone, le biométhane, le méthane de synthèse ou le méthane fossile associé à un dispositif de captage et stockage du carbone (CCS). Ils impliquent des systèmes énergétiques et des paris technologiques différents :

- Utiliser l'hydrogène apparaît la piste la plus prometteuse sur le plan économique. Néanmoins, les centrales actuelles et les infrastructures de transport et de stockage de gaz ne fonctionnent pas à l'hydrogène. Les systèmes utilisant l'hydrogène pour la production d'électricité reposent donc à la fois sur le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène et le développement d'une nouvelle génération de centrales, ou sur la conversion (*retrofit*) des centrales existantes. Le fonctionnement de centrales à hydrogène ne semble pas reposer sur un pari technologique majeur mais aujourd'hui, aucune centrale à grande échelle de ce type n'est en fonctionnement. Plusieurs projets de démonstrateurs à échelle industrielle (dont un de 12 MW en France) ont été lancés et des premiers enseignements pourront être tirés dans les prochaines années ;
- Utiliser du biométhane ne nécessite aucune adaptation des centrales à gaz actuelles. Il est néanmoins nécessaire d'utiliser cette ressource rare dans une optique de maximisation de l'utilité des gisements français. La SNBC en privilégie l'usage pour des applications à haut rendement énergétique (comme la chaleur) ou difficilement substituable (comme certains procédés industriels) ;

- Utiliser du méthane de synthèse ne nécessite également aucune adaptation des centrales à gaz actuelle. La production de méthane de synthèse implique néanmoins de disposer d'une source de CO₂, une logistique associée et une étape de conversion supplémentaire par rapport à l'hydrogène (la méthanation) qui en dégrade le rendement énergétique et la rend plus coûteuse ;
- Utiliser le gaz fossile peut se faire dans la continuité du système actuel, mais reporte la difficulté sur le dispositif de CCS. Si plusieurs pays du nord de l'Europe parient largement sur cette option, sa pertinence économique pour des moyens de flexibilité ne fonctionnant que ponctuellement reste très incertaine. Elle présente également des incertitudes technologiques et d'acceptabilité et n'est donc pas retenue en France pour le moment.

La combustion de biomasse, éventuellement associée à du CCS, permettant ainsi des émissions «négatives», peut également constituer une solution pour fournir de la capacité pilotable de production d'électricité mais restreint l'utilisation de la biomasse pour d'autres usages (biogaz ou production de chaleur industrielle notamment).

Les analyses techniques ont montré que les scénarios M nécessitent, dans tous les cas, de construire de nouvelles centrales thermiques par rapport à aujourd'hui. Le scénario N1 peut fonctionner avec un nombre de centrales thermiques proche de celui d'aujourd'hui : dans le meilleur des cas, il pourrait fonctionner en réutilisant l'ensemble du parc thermique actuel, ce qui nécessitera une conversion à l'hydrogène ou d'utiliser du biométhane. Le scénario N2 implique, lui aussi, le recours à quelques centrales existantes, mais est compatible avec la fermeture de certaines d'entre elles. Seul le scénario N03 peut fonctionner avec une fermeture totale du parc thermique, sous réserve d'être déployé dans un système fortement interconnecté, où certains pays voisins recourront à cette technologie, et d'un développement même modéré de la flexibilité de la consommation.

Dans les scénarios M, les moyens d'équilibrage thermiques devront être mis en service pour l'essentiel sur la période 2040-2050, avec des rythmes d'installation, selon les scénarios, potentiellement soutenus (2,2 GW par an pour M0, 1,7 GW par an pour M23). Ces rythmes ne sont pas identifiés comme posant des défis industriels majeurs,

notamment au regard des défis concernant les filières renouvelables ou nucléaire. Il n'en demeure pas moins qu'afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, le raccordement de ces moyens de production devra être programmé en cohérence avec les trajectoires des autres filières (et notamment la fermeture des réacteurs nucléaires).

4.5.4 Le parc thermique décentralisé : un socle de plusieurs gigawatts de moyens fonctionnant en base, mais amené à fermer à moyen terme

Enfin, au-delà des grandes installations de production, il existe en France un parc de moyens de production dont la taille unitaire est plus modeste. Ces installations contribuent néanmoins de manière significative à l'équilibre du système, avec une puissance installée de 7,1 GW fin 2020.

Ces moyens sont pour l'essentiel des installations de cogénération au gaz (pour 5,2 GW), auxquelles se rajoutent des cogénérations au fioul, des groupes diesel et des turbines à vapeur.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie ne fixe pas d'objectif chiffré pour l'évolution des installations de cogénération au gaz naturel et prévoit qu'un soutien public aux nouvelles installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel n'apparaît désormais plus justifié au regard des

ambitions climatiques de la France. Ces moyens de production doivent donc trouver un modèle économique pour partie soutenu (jusqu'à expiration des contrats d'obligation d'achat existants, à moins de leur renouvellement), et pour partie également laissé aux contraintes de rentabilité d'un modèle marchand, quoique bénéficiant de sources de revenus provenant du secteur électrique et de la vente de chaleur.

Ce parc est donc amené à fermer, *a minima* pour raison d'obsolescence d'ici 2050, et potentiellement antérieurement pour raison économique et/ou réglementaire. Aucune hypothèse de nouvelle installation de cogénération au gaz n'est retenue dans les trajectoires des *Futurs énergétiques 2050*.

Figure 4.28 Évolution des capacités thermiques installées entre 2012 et 2060 en considérant la trajectoire de consommation de référence

