



Retour du SER à la consultation publique sur le bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 » de RTE

Mars 2021

Question 1 – cadrage général de l'étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel

➤ **Etes-vous d'accord avec le cadrage global de l'étude ? Partagez-vous les grandes questions auxquelles les scénarios et analyses doivent apporter des éléments de réponse ?**

Le SER accueille favorablement cet exercice de scénarisation à long terme, qui permettra de modéliser différents niveaux de pénétration des énergies renouvelables électriques à l'horizon 2050. Le SER partage les principaux éléments de cadrage de l'étude, et en particulier le fait que l'ensemble des scénarios développés devront permettre d'atteindre l'objectif de neutralité carbone tout en garantissant l'équilibre offre-demande du système électrique.

Néanmoins, il est important que l'ensemble des scénarios respectent les objectifs intermédiaires pour 2030 (40% de la production d'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables) définis par la loi de Transition énergétique pour la croissance verte, qui ont été réaffirmés récemment par la loi Energie-climat. Le SER regrette donc que certains scénarios présentent pour 2030 des taux de production d'électricité renouvelable inférieurs à 40%.

Question 2 – cadrage démographique et macro-économique

➤ **Partagez-vous le cadrage démographique et macro-économique proposé pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel ? Si non, quelles hypothèses alternatives proposez-vous ?**

➤ **Selon vous, quelles variantes sur le cadrage macro-économique devraient être étudiées en priorité et sur quelles hypothèses celles-ci devraient-elles être fondées ?**

Le SER soutient le principe d'un cadrage démographique et macro-économique commun à toutes les scénarisations pour permettre une comparaison non faussée, et que l'influence de ce cadrage ne doit être testée que sous forme d'analyse de sensibilités des différents paramètres.

Question 3 – analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie

➤ **Confirmez-vous l'intérêt de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France ? Partagez-vous le cadrage des deux variantes de relocalisation proposées par RTE ?**

➤ **Souhaitez-vous partager avec RTE des données ou analyses permettant d'affiner la construction des trajectoires (ex. : études chiffrées sur les secteurs d'activités ou sur l'impact énergétique et climatique de certaines activités délocalisées, etc.) ?**

Le SER est favorable à l'intérêt de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie.

Le SER a publié avec le cabinet E&Y une étude sur *La contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires* qui s'intéresse à la période 2020-2030 et à l'impact du développement des énergies renouvelables (y compris les filières chaleurs et transports) sur la croissance de la valeur ajoutée française et la création d'emplois directs et indirects.

Dans cette étude a notamment été testée une variante (scénario « Politique industrielle renforcée ») avec une proportion plus importante de part locale des filières des énergies renouvelables en France, variante qui pourrait correspondre à une scénarisation de relocalisation industrielle.

Les résultats de cette étude et du scénario « Politique industrielle renforcée » sont accessibles via ce lien :

https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/evaluationeconomiqueenr_rapport_12062020-vf.pdf

Par ailleurs, dans une telle scénarisation, l'augmentation de la valeur ajoutée industrielle française des filières d'électricité renouvelable pourrait s'accompagner, dans certaines filières, d'un impact positif sur l'empreinte carbone des moyens de production renouvelable (moins de trajet pour l'acheminement des composants, utilisation de l'électricité bas-carbone française pour les procédés de production et de recyclage...).

Question 4 – trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité

- Partagez-vous le cadrage présenté pour les projections d'évolution de la consommation ?
- Selon vous, quelles sont les tendances et orientations de la SNBC les plus structurantes à prendre en compte pour les projections de consommation d'électricité ?
- Selon vous, quelles sont les variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel ?
- Avez-vous des données à communiquer à RTE pour préciser les trajectoires de consommation (scénario de référence et variantes) ?

Le SER est en accord avec le principe de s'aligner sur les hypothèses de consommation de la SNBC.

Question 5 – cadrage global des 8 scénarios d'étude

- Etes-vous d'accord avec le cadrage et les six scénarios d'étude principaux proposés ?
- Partagez-vous la définition des hypothèses communes aux six scénarios d'étude (M1, M2, M3, N1, N2, N3) et notamment la trajectoire de déclasserement nucléaire retenue ?
- Selon vous, quel doit être le dimensionnement des scénarios en matière de production d'électricité en France ?
- Confirmez-vous l'intérêt, exprimé lors de la concertation, d'étudier les deux scénarios alternatifs (« M0 » et « N0 ») proposés ci-dessus ?

Le SER est globalement en accord avec le cadrage des six scénarios.

De manière à apporter des compléments répondant aux interrogations soulevées dans les questions suivantes (5 à 13), une contribution spécifique intitulée *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050* a été élaborée par les commissions des filières de l'électricité renouvelable du SER au cours de l'année écoulée et est jointe à cette réponse.

Question 6 – scénario M1 : répartition diffuse d'EnR sur le territoire

- Quelle configuration précise souhaitez-vous étudier à travers le scénario M1 ?
- Etes-vous d'accord avec les différents éléments de scénarisation présentés ?
- Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers (innovations techniques et technologiques, évolution des besoins en matières premières pour la construction des panneaux, cadre

réglementaire, évolutions sociétales, etc.) pour atteindre de tels volumes de capacités photovoltaïques ?

- Selon vous, comment le développement du portage des projets par les acteurs locaux doit-il se traduire dans les scénarios ?
- Quelles sont, selon vous, les possibilités en matière de flexibilité pour accompagner le développement des énergies renouvelables, et en particulier du photovoltaïque, dans un tel scénario ?

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 7 – scénario M2 : bouquet économique d'EnR

- La configuration envisagée pour le scénario M2 vous paraît-elle pertinente ?
- Disposez-vous d'études ou d'éléments détaillés sur la répartition économiquement optimale des énergies renouvelables (répartition entre technologies et localisation géographique) ?
- Quelles vous semblent-être les « limites acceptables » de la logique d'optimisation économique, vis-à-vis de la société, de l'environnement et d'autres activités économiques afférentes ? Quelles données pourraient venir étayer l'analyse de ces conditions aux limites ?
- Selon vous, quelles sont les conditions pour atteindre les capacités installées envisagées dans ce scénario et pour en maîtriser le bilan économique, sociétal ou environnemental ?

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 8 – scénario M3 : énergies marines renforcées

- La configuration proposée dans ce scénario de développement massif des énergies renouvelables marines vous paraît-elle appropriée ? Si non, quels ajustements proposez-vous, en particulier sur la trajectoire de développement de l'éolien en mer ?
- Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?
- Avez-vous des contributions spécifiques à apporter sur les perspectives de développement de la filière éolienne en mer, et d'autres filières d'énergies marines renouvelables ? En particulier sur les possibilités de répartition géographique tenant compte du partage des usages de la mer ?

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 9 – scénario M0 : 100% EnR en 2050

- La configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle appropriée ? Si non, quels ajustements proposez-vous ? Quel rythme maximal d'installation des énergies renouvelables vous semble-t-il pertinent de prendre en compte dans ce scénario ?
- Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?
- Selon vous, quelles sont les contraintes économiques et industrielles associées à la trajectoire de déclasserement du nucléaire dans ce scénario ?

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 10 – scénario N1 : EnR et nouveau nucléaire 1

- L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle pertinente, en particulier s'agissant du rythme de développement du nouveau nucléaire (1 paire de réacteurs tous les 5 ans) et du développement envisagé pour les énergies renouvelables ?
- Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?
- Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ?
- Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?
- Le développement soutenu des EnR tel que présenté dans ce scénario vous semble-t-il conciliable avec celui du nouveau nucléaire, et sous quelles conditions ?

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 11 – scénario N2 : EnR et nouveau nucléaire 2

- L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle pertinente, en particulier s'agissant du rythme de développement du nouveau nucléaire (1 paire de réacteurs tous les 2 ans) et du développement envisagé pour les énergies renouvelables ?
- Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario et le rythme de développement associé ?
- Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ?
- Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 12 – scénario N3 : 50% de nucléaire

- La configuration proposée dans le cadre de ce scénario N3 vous semble-t-elle pertinente ?
- Selon vous, quelles sont les conditions (technologiques, économiques, sociétales, industrielles...) nécessaires pour qu'un tel scénario puisse être possible ? Quelles sont les implications du scénario en matière de capacité industrielle de la filière nucléaire à s'organiser pour répondre au rythme rapide de développement de nouveaux réacteurs ?
- Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?
- Selon vous, quelles sont les conditions permettant de moduler fortement l'effort de développement des énergies renouvelables sur les différentes périodes considérées ?

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 13 – scénario N0 : 50% de nucléaire avec déclassement progressif

- La configuration proposée dans le cadre de ce scénario N0 vous semble-t-elle pertinente ?

- **Selon vous, quelles sont les conditions (technologiques, économiques, sociétales, industrielles...) de réussite d'un tel scénario ? Quels sont les points d'attention principaux ?**
- **Quelles hypothèses considérez-vous opportunes de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?**

Cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

Question 14 – répartition géographique des moyens de production

- **Partagez-vous les principes retenus pour alimenter les trajectoires de localisation des moyens de production nucléaires et renouvelables ?**
- **Avez-vous d'autres pistes de réflexion complémentaires ou d'autres hypothèses à proposer pour définir la répartition des principaux moyens de production ?**

Le SER partage les principes retenus (critères et contraintes à prendre en compte) pour alimenter les trajectoires de localisation des moyens de production renouvelables.

Il convient cependant de souligner que la levée de certaines contraintes réglementaires actuelles permettrait de mobiliser de manière plus efficace le potentiel de certaines énergies renouvelables. A titre d'exemple, la levée de certaines contraintes aéronautiques (radars militaires et civils) permettrait de répartir le développement de l'éolien terrestre de manière plus homogène sur le territoire.

Question 15 – analyse des effets du climat sur le système

- **Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour intégrer les effets du changement climatique et tester la résilience du système électrique aux événements extrêmes ?**
- **Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour modéliser les différentes productions ?**
- **Avez-vous des données permettant de consolider les modèles de conversion climat/énergie, pour les projections de long terme sur la disponibilité des différentes productions (éolien, photovoltaïque, hydraulique, nucléaire, thermique...) ?**

Le SER prend bonne note que le modèle RTE/Météo France permettra de proposer des apports hydrauliques. Cependant il sera essentiel de prendre en compte que le facteur de charge de l'hydroélectricité sera aussi déterminé par l'usage qu'il sera fait de cet outil industriel à l'horizon 2050 afin d'apporter de la flexibilité au système électrique : les conditions climatiques seront ainsi peut-être un facteur de second ordre par rapport au facteur de premier ordre que sera le mode d'activation privilégié des centrales hydroélectriques, en particulier pour les STEP anciennes et nouvelles, via le cadre économique et les incitations mises en place. Ce mode d'activation conditionnera aussi l'organisation des réserves et des stocks hydrauliques. L'étude du bilan prévisionnel devra permettre d'identifier le plus impactant de ces deux paramètres.

Question 16 – flexibilité

- **Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour évaluer les besoins de flexibilités ?**
- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses technico-économiques (potentiel de flexibilité, contraintes de stock et d'activation, acceptabilité, coûts...) associées aux gisements de flexibilité de la demande ?**

Le SER partage l'approche de RTE sur la définition des besoins de flexibilité selon différentes temporalités (journalières, hebdomadaire, saisonnière et inter-saisonnière).

Les éléments fournis à date sont cependant assez restreints concernant le potentiel des stockages, au sens large, vu que les travaux à date se sont concentrés sur la flexibilité de la demande, qui jouera certainement un rôle majeur afin de retrouver d'importantes capacités d'effacement (il existait dans les années 1990 un gisement important d'industriels mobilisables en cours de reconstitution).

Le SER soutient une approche qui serait, autant que faire se peut, neutre d'un point de vue technologique et qui sélectionnerait pour l'analyse les solutions présentant les meilleures performances techniques, économiques et environnementales (ce dernier point étant partiellement intégré dans le critère économique via un prix de la tonne de CO2).

Cependant pour arbitrer entre ces technologies, il conviendra de disposer des bons potentiels, que ce soit ceux de développement de l'hydroélectricité et des STEP (cf. note jointe *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*). Au-delà de la possibilité de développer au moins 2,5 GW (en turbinage et non en pompage) de STEP supplémentaire d'ici 2050, il existe aussi des potentiels sur d'autres types de centrales hydroélectriques (éclusées, lac) qui ne sont pas intégralement mobilisés à date et pourront l'être davantage dans le futur si des signaux pertinents sont envoyés.

Pour ce qui est du stockage par batterie, au-delà des véhicules électriques, il conviendra de prendre en compte les batteries de seconde vie, dont le potentiel chiffré pourra être dérivé des hypothèses de développement du véhicule électrique. Par ailleurs, comme le montre les récents résultats des appels d'offres long-terme du mécanisme de capacité, mais aussi le développement des batteries dans d'autres pays européens, le stockage stationnaire ne sera pas uniquement le fait de batteries de seconde vie.

Il conviendra par ailleurs de prendre en compte des hypothèses sur leur mode de connexion au réseau, en distinguant des installations de stockage indépendantes, raccordé à des points où elles pourraient être en soutien du réseau, des centrales hybrides EnR/stockage, afin de minimiser les coûts de raccordement pour la collectivité en mutualisant les points de livraison.

Sur le couplage sectoriel (cf. question suivante), il conviendra de bien prendre en compte le couplage sectoriel comme potentiellement bi-directionnel en termes de flux d'énergie, et non uniquement comme un couplage unidirectionnel de l'électricité vers les réseaux de gaz ou de chaleur, qui ne dégagerait comme marge de flexibilité que des potentiels d'effacements. Cela ne signifiera cependant pas pour autant que cette bi-directionnalité devra être parfaitement réciproque : **l'étude de RTE devra permettre de déterminer quel niveau de flux réversible, en puissance et en énergie, constituera un optimum pour les réseaux couplés.**

Question 17 – hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs

- **Partagez-vous le cadrage de l'analyse des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs ?**
- **Selon vous, quelles sont les trajectoires de développement de l'hydrogène et des combustibles de synthèse qui doivent être étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel ?**
- **Avez-vous des hypothèses spécifiques à partager sur l'évolution des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs à long terme (notamment l'hydrogène) et sur les infrastructures correspondantes (réseau, stockage, localisation des électrolyseurs...) ?**

L'hydrogène est un vecteur énergétique représentant une opportunité de décarbonation, tant pour le secteur de l'industrie que pour celui de la mobilité. Cela est bien mis en avant par les trajectoires de développement de l'hydrogène proposées, en accord avec la SNBC. On y observe la possibilité de décarboner l'hydrogène utilisé à ce jour dans l'industrie mais également la possibilité de décarboner des secteurs différents de la mobilité ne pouvant être électrifiés directement.

Cependant, si l'utilisation de l'hydrogène en soutien du système électrique (besoin d'équilibrage) apparaît bien dans les enjeux identifiés par RTE, il semblerait que cet usage ne soit pas pris en compte dans les trajectoires de consommation d'hydrogène proposés.

L'utilisation du vecteur hydrogène en soutien du système électrique représente un gisement de flexibilité qu'il conviendra de quantifier (en TWh et en puissance installée). En effet, ce vecteur offre un gisement de flexibilité sur l'offre mais également sur la demande. Par exemple, la production d'hydrogène à partir d'électrolyse peut être activée ou stoppée en fonction de l'équilibre offre-demande en temps réel. Et, d'autre part, ce vecteur peut permettre la production d'électricité (soit via pile à combustible, soit via d'hypothétiques turbines à hydrogène en cours de développement) avec des capacités de stockage inter-saisonnier important.

En ce sens, le SER propose que les couplages vectoriels entre électricité et hydrogène soient étudiés en détail tant dans les gisements de flexibilité que dans les trajectoires de développement des usages de l'hydrogène. Il conviendra notamment de pouvoir réaliser d'autres simulations similaires à celle de la figure 35 du Document de cadrage n°2 du GT 4 « interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs » mais intégrant la production d'électricité via l'hydrogène.

De plus, il est important de noter que la production d'hydrogène décarbonée peut-être réalisée par d'autres moyens que l'électrolyse, notamment issue de gaz renouvelables, comme le prévoit la SNBC. L'utilisation de ces moyens de production non-électrifiés d'hydrogène décarboné sont également à étudier afin que les hypothèses prises sur les liens entre hydrogène et système électriques soient les plus réalistes.

Question 18 – hypothèses sur le mix européen

- **Partagez-vous les principes proposés par RTE pour la définition des scénarios européens ?**
- **Avez-vous des remarques sur la construction du scénario européen de référence utilisé dans les simulations du Bilan prévisionnel ?**
- **Avez-vous des données, hypothèses ou références à partager pour construire les scénarios de mix européens du Bilan prévisionnel ?**

A date, les hypothèses proposées par RTE pour la définition de l'évolution du mix européen sont cohérentes, mais elles devront être ajustées une fois que le nouvel objectif européen de baisse des émissions de gaz à effet de serre de 55% à l'horizon 2030 aura été traduit de manière concrète dans la législation.

Ce nouvel objectif 2030 entraînera en effet une nécessaire modification des mix énergétiques des pays européens et en particulier des pays frontaliers à la France.

Question 19 - cadrage des analyses techniques

- **Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse technique et notamment le cadrage en quatre blocs thématiques (adéquation, réserves opérationnelles, stabilité, réseau) ?**
- **Avez-vous des remarques ou contributions à partager permettant d'enrichir l'analyse technique des scénarios ?**

Le SER est en accord avec le cadrage de l'analyse technique mais souhaite pointer plusieurs sujets :

Sur la stabilité du système et la question du maintien de la tension, le SER souhaiterait rappeler que le développement des énergies renouvelables variables constituent aussi une source de flexibilité et de réglage de la tension pilotable, pour peu que des systèmes de contrôleurs f(U) aux interfaces entre le réseau public de transport et de distribution soient mis en œuvre afin de piloter l'absorption et l'injection de réactif des parcs éoliens et photovoltaïques raccordés sur la distribution. Cette possibilité est déjà présente via les DEIE mais cette flexibilité est insuffisamment mise en œuvre. A l'horizon 2050, on peut estimer que cela sera largement utilisé sous forme de services systèmes qui permettront de diminuer les coûts de réglage de la tension en utilisant les très nombreux points (de la même manière que la multiplication des véhicules électriques permettra de diminuer le coût du réglage primaire de fréquence d'après le rapport RTE-AVERE sur l'électromobilité). Des estimations en ce sens pourront être fournies par RTE. Le SER tient par ailleurs à préciser que dans cette analyse, il sera nécessaire de prendre en compte les évolutions de la consommation, avec une diminution des charges réactives

et la multiplication des installations de soutirage disposant de dispositifs les rendant moins sensibles aux variations de tension.

Concernant le développement des réseaux régionaux, le SER partage l'analyse que le réseau 225 kV sera fortement sollicité au cours des trois prochaines décennies, car il représente l'échelon correspondant le mieux aux besoins de raccordement des EnR. Il est néanmoins important de prendre en compte que le développement de grands projets va amener à ce qu'une part grandissante de projets EnR se raccordent directement sur le réseau de transport, principalement directement en 225 kV, et dans certains cas en 400 kV. Pour l'éolien la proportion actuelle de 95% de projets en HTA pourrait passer à 80% voire moins sachant que la puissance unitaire des mâts qui seront installés dans les années 2030 sera en moyenne d'au moins 4 MW, si ce n'est 5 MW (cf. travaux joint sur le potentiel des EnR), et au-delà pour la décennie 2040 (développement de plateformes pour des machines de 6 MW déjà en cours, les machines de 5 MW sont déjà disponibles et commencent à être installées). Pour les parcs photovoltaïques, leur taille dépendra des contraintes sur le foncier.

Cette évolution vers le réseau de transport pourrait être contrebalancée si le réseau de distribution venait à proposer des raccordements via un palier intermédiaire en 33 kV. Inversement, si des possibilités de raccordements simplifiés en 66 kV terrestre voyaient le jour, cela pourrait accélérer le mouvement actuel vers le réseau de transport.

Question 20 – cadrage de l'analyse sociétale

- **Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse sociétale des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?**
- **Partagez-vous les principaux axes d'étude proposés pour l'analyse sociétale (acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité) ?**
- **Avez-vous des éléments ou des références à partager pour enrichir ces analyses ?**

En premier lieu, le SER souhaite mettre en exergue la nécessité d'objectiver l'analyse sociétale en particulier dans sa dimension « acceptabilité ». A cet égard, il convient de renvoyer à **l'enquête annuelle menée par l'Ademe**, depuis 2014, sur les Français et l'environnement. Il ressort de la dernière vague de ce baromètre (2019) que le soutien aux EnR s'intensifie. 94 % des Français sont favorables au développement des ENR en France dont 53 % tout à fait favorables, c'est davantage que ces deux dernières années (+3 points). Lorsqu'on les interroge sur l'implantation d'installations de production d'ENR près de chez eux, les Français se montrent globalement de plus en plus enthousiastes :

- 61 % des Français n'ayant pas d'habitation à proximité de chez eux accepteraient l'installation d'un parc de 5 à 10 éoliennes (+2 points).
- 65 % accepteraient des installations de production d'hydrogène à proximité de chez eux (+9 points par rapport à 2018).
- 56 % des Français n'ayant pas d'habitation à proximité de chez eux accepteraient une installation de méthanisation (+7 points).

<https://www.ademe.fr/barometre-francais-lenvironnement-vague-6>

En deuxième lieu, le SER a conduit une **agrégation des SRADDET élaborés par les conseils régionaux**.

Il est important de rappeler que les SRADDET sont un exercice de concertation avec les collectivités des régions et qu'il existe un lien de conformité entre les documents de planification locaux et le SRADDET : il n'est pas possible pour un PCAET de s'écarter des objectifs d'un SRADDET sans justification précise. **La valeur juridique des objectifs définis dans les SRADDET** est donc importante et **illustre une attente politique et sociétale forte sur le développement des filières EnR**.

Objectifs SRADDET en puissance raccordée (en MW)	Solaire Photovoltaïque	Eolien terrestre
Régions	2030	2030
Auvergne-Rhône-Alpes	6 500	2 500
Bourgogne Franche-Comté	3800	2 800
Bretagne	1 800	2 850
Centre Val de Loire	2 000	3 400
Grand Est	2 150	5 100
Hauts-de-France	1850	3 300
Ile-de-France	6 850	750
Normandie	600	1 500
Nouvelle-Aquitaine	8 500	4 500
Occitanie	6 300	3 600
Pays de la Loire	1 800	2 000
Sud-PACA	11700	600
Total (en MW)	53 850	32 900

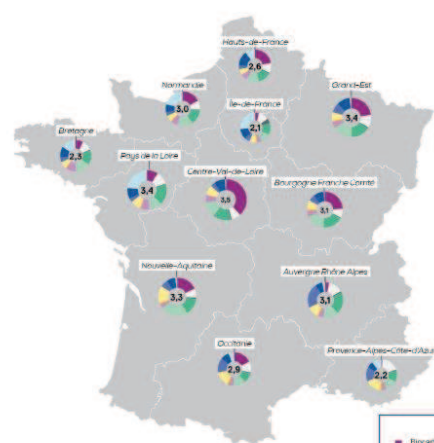
Cette agrégation montre une adhésion importante des exécutifs régionaux et locaux au développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030 dans les territoires avec des ambitions à date très élevées et en phase, en termes de potentiels, avec la plupart des scénarisations proposées par RTE.

On précisera en outre que plusieurs régions se sont engagées à devenir « à énergie positive » ce qui augure des trajectoires très favorables aux EnR à un horizon post 2030.

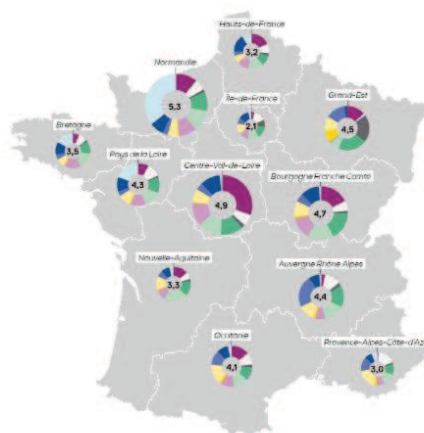
En troisième et dernier lieu, cette adhésion ira croissante au fur et à mesure que les **retombées économiques du développement des filières seront de plus en plus importantes**, comme le montrent, à moyenne échéance, les résultats de notre étude menée avec le cabinet E&Y, *La contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires*.

Dans cette modélisation à 2028, 100 000 emplois seront créés dans les énergies renouvelables (pas uniquement électriques), de manière assez homogène sur tout le territoire français, (cf. graphiques ci-dessous). Cette tendance devrait se poursuivre dans les décennies 2030 et 2040, et contribuera à renforcer l'adhésion des territoires au développement des énergies renouvelables.

Nombre d'emplois pour mille habitants par région – 2019



Nombre d'emplois pour mille habitants par région – 2028



Question 21 – cadrage de l'analyse environnementale

- La grille d'analyse proposée par RTE, visant à présenter pour chaque scénario une analyse environnementale quantitative sur quatre dimensions (émissions de gaz à effet de serre et empreinte carbone, consommation de ressources minérales, emprise territoriale et changement d'affectation des terres, déchets nucléaires) vous semble-t-elle adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios ?
- Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la modélisation et la quantification des analyses selon la méthodologie présentée au sein du groupe de travail, en particulier sur les plans de la biodiversité, des ressources naturelles, et de la santé humaine ?

La grille d'analyse proposée par RTE paraît a priori pertinente.

En revanche, le SER participe au Groupe de Travail 6 "Environnement" et avait été amené dans ce cadre, conjointement avec Enerplan, à réagir sur le Document de cadrage n° 2 : "Précisions sur le cadrage de l'analyse environnementale et premières analyses sur les émissions de gaz à effet de serre et les ressources minérales du système électrique". Plus de trente commentaires avaient été faits sur ce document, concernant des éléments considérés comme problématiques. En particulier, il avait été indiqué que plusieurs sources, chiffrages et références identifiées et mises en avant dans ce document paraissaient inopportunes, en particulier sur la question des ressources naturelles et des matériaux. Le SER renvoie donc à ces commentaires et demande à ce qu'ils soient pris en considération. En effet, le bilan prévisionnel renvoie pour l'instant toujours au Document de cadrage n° 2 tel que diffusé en novembre.

Question 22 – cadrage et hypothèses pour l'analyse économique

- Partagez-vous les enjeux présentés et les principes proposés par RTE pour l'analyse économique des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?
- Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées et sinon, avez-vous d'autres références à proposer ?
- Avez-vous des propositions à formuler sur le taux d'actualisation à retenir pour l'analyse ?

Le SER est globalement en accord avec la proposition d'une évaluation à coût complet du système électrique, ainsi qu'avec les hypothèses de CAPEX et OPEX prises pour les centrales EnR.

Nous nous interrogeons cependant sur les analyses de sensibilité qui seront menées pour prendre en compte les variantes hautes et basses des différents coûts des énergies : il conviendrait notamment que les résultats de ces analyses de sensibilité soient présentés filière par filière pour voir, dans chaque scénario, quelle filière aura le plus d'impact sur un écart à la trajectoire de référence.

Il conviendra de mener des **analyses de sensibilité sur le facteur de charge des centrales solaires et éoliennes**, qui pourraient être amené à augmenter du fait des gains technologiques (mise en place de trackers et plus hauts rendements des cellules pour les unes, mats plus élevés et toilage plus important pour les autres notamment) afin d'évaluer si ces avancées pourraient permettre de diminuer le nombre de MW nécessaires au global, ainsi que les besoins de flexibilité. Par exemple, la diffusion de davantage de dispositifs permettant de suivre la course du soleil (trackers) sur les centrales photovoltaïques au sol pourrait permettre de réduire les besoins pour les pointes de consommation du matin et de la soirée : cela pourrait avoir un impact sur l'économie du système dans son ensemble.

Sur la question de la trajectoire carbone, le SER est favorable à une prise en compte d'un prix élevé de la valeur tutélaire de la tonne de CO₂ sur le long-terme, comme cela est préconisé par la SNBC.



Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050

Mars 2021

Dans la perspective des travaux du bilan prévisionnel de RTE dont la scénarisation doit porter jusqu'à l'horizon 2050-2060, le SER s'est interrogé sur le potentiel des filières de l'électricité renouvelable en France métropolitaine (hors Corse).

Chaque filière du syndicat s'est ainsi projetée selon sa capacité industrielle à maintenir ou accroître un rythme d'installation de nouvelles capacités de production d'électricité d'ici 2050.

Les résultats synthétisés ci-dessous sont issus de consultations au sein des différentes commissions du SER (hydroélectricité, éolien terrestre, éolien en mer, solaire, bioénergies électriques et énergies marines renouvelables) et correspondent aux potentiels individuels des différentes filières : ils ne constituent pas des scénarisations de l'avenir électrique de la France mais un potentiel industriel théorique, selon les données connues à date, qui pourrait être mobilisé d'ici 2050 avec des politiques publiques adaptées.

Pour chaque filière, des éléments précisant les données d'entrées à date (rythme de déploiement actuel, politiques publiques mises en œuvre ou projetées pour le déploiement des filières) et l'impact territorial sont fournies (utilisation du foncier par exemple) afin d'étayer ces potentiels.

Table des matières

I.	Solaire photovoltaïque	2
II.	Eolien terrestre.....	5
III.	Eolien en mer	8
IV.	Energies Marines Renouvelables	11
V.	Hydroélectricité.....	12
VI.	Bioénergies électriques.....	15

I. Solaire photovoltaïque

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'électricité (PPE) a fixé un objectif compris entre 35,1 GW et 44 GW à l'horizon 2028. Fin 2020, la puissance raccordée était de l'ordre de 10 GW.

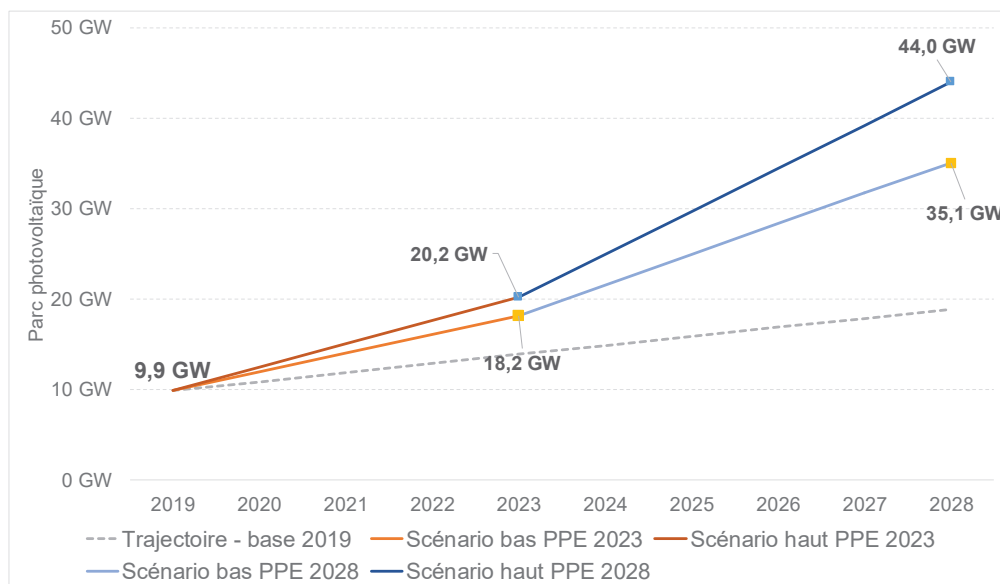


Figure 1 : perspectives de développement du solaire photovoltaïque sur la décennie 2020 – la trajectoire base 2019 correspond à une non inflexion du rythme de déploiement qui se maintiendrait à 1 GW/an.

b) Perspectives à l'horizon 2050

Pour l'élaboration des trajectoires post-2028, il est considéré que l'industrie se structurera pour atteindre les objectifs de la PPE (environ 40 GW) et qu'après 2028, la filière se développera selon le rythme impulsé par la PPE. Trois évolutions seraient alors possibles :

- Une **trajectoire « PPE continue »** qui considère un rythme moyen sur la période PPE 2023-2028 comme maintenu (4,3 GW/an installés sur la période 2030-2050) ;
- Une **trajectoire « SER 1 : accélération progressive »** qui considère l'atteinte des objectifs de la PPE (40 GW en 2028) puis une accélération progressive pour atteindre un rythme de l'ordre de 5 GW/an sur la période 2030-2050,
- Une **trajectoire « SER 2 : accélération forte »** qui considère l'atteinte des objectifs hauts de la PPE (44 GW) avec un rythme d'installation s'accroissant sur la fin de la période 2023-2028 avec une stabilisation de la croissance à un rythme autour de 6 GW/an pour les centrales au sol et pour les installations sur bâtiments.

Concernant les évolutions à venir on peut retenir les hypothèses suivantes :

- La baisse des coûts des technologies photovoltaïques devrait se poursuivre dans les années à venir, même sans saut technologique ;
- A ce stade, il paraît cependant difficile de prévoir quelle sera la technologie dominante et le niveau de performance associé dans 10 ans ;
- Jusqu'à 2028, les appels d'offres devraient en grande partie diriger le secteur et l'équilibre du marché entre centrales au sol et installations sur bâtiments.



Répartition centrale au sol - toiture

Les potentiels proposés par le SER prennent en compte une répartition entre deux types d'installations photovoltaïque : d'une part les installations dites sur « bâtiments » considérées comme les installations de moins de 250 kW et les installations dites au « sol » considérées comme les installations de plus de 250 kW¹. Cette répartition a été établie selon les données du soutien public actuel :

- AO Installation au sol : 1,7 GW/an (60%)
- AO grandes toitures : 100 kW-8 MW : 0,9 GW/an (32%)
- Guichet ouvert (inf. 100 kW, bientôt 500 kWc) : 0,24 GW (8%)

Nous considérons dans la trajectoire « PPE continue » que la structure de la filière restera constante jusqu'à 2028 (40-60%) : la segmentation qui se sera constituée sur la base du soutien public aura structuré une industrie qui devrait poursuivre son développement avec probablement davantage de projets en autoconsommation pour les projets en toiture et de PPA pour les parcs au sol, avec une diminution globale du soutien public après 2028.

Dans la trajectoire « SER 2 : accélération forte », après 2028, nous considérons une évolution différenciée des taux de croissance selon les types de projets est considérée, avec un atterrissage à un taux de croissance annuel à 4% pour les centrales sur bâtiments et à 1% pour les centrales au sol à horizon 2038. Cette différenciation pourrait se justifier par un rééquilibrage en faveur des installations sur toiture pour préserver l'adhésion citoyenne à la filière.

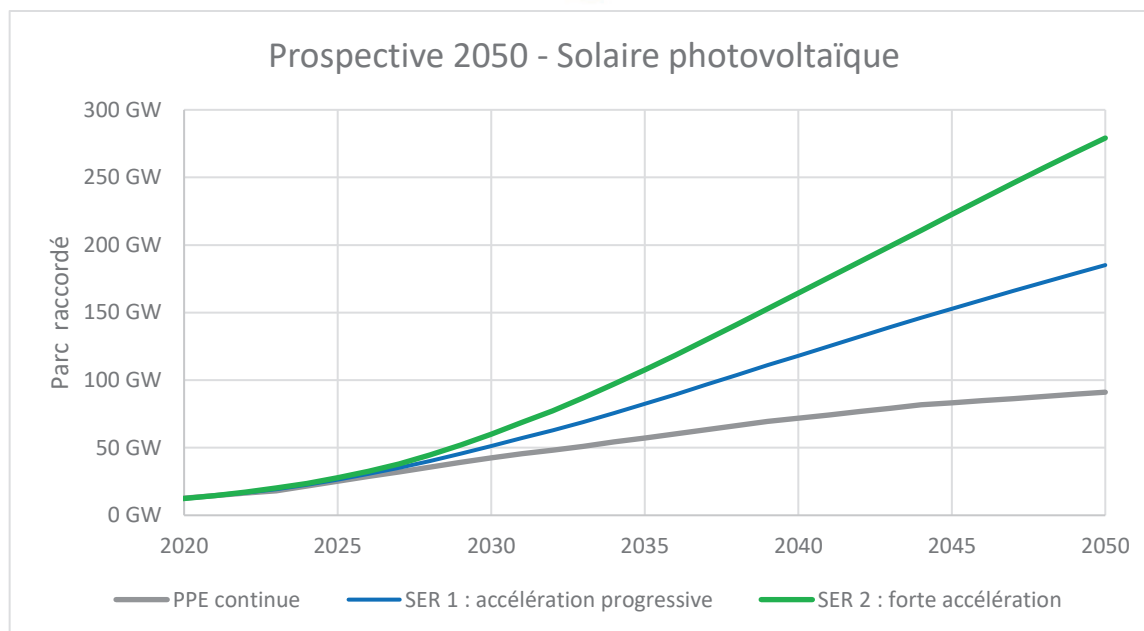
Renouvellement des installations

A partir de 2030, renouvellement des installations est pris en compte dans les trajectoires car il impactera le rythme net d'ajout de capacité : le remplacement de panneaux mobilise des ressources qui ne peuvent être mobilisées pour de nouvelles installations et est donc à intégrer au rythme d'ajout de capacité. Afin d'estimer l'impact du renouvellement on considère que :

- la puissance du parc renouvelé sera augmentée de 20% du fait des gains de rendement des panneaux ;
- Il faut 50% de ressource en moins pour réaliser un renouvellement de centrale au sol (supports et terrains déjà disponibles) ;
- Il faut autant de ressource pour renouveler une installation en toiture (remplacement complet, réfection éventuelle de la toiture).

Dans l'ensemble le renouvellement induira un léger infléchissement du rythme net d'ajout de capacité après 2035/2040.

¹ Cette hypothèse constitue une approximation forte car il existe des projets au sol de moins de 250 kW et il existe des projets sur toiture de plus de 250 kW (AO grandes toitures 100 kW – 8 MW). On peut néanmoins considérer en approximation que les deux se compenseront.



Puissance installée (en GW)	Trajectoire 2050 « stabilisation PPE »	Trajectoire SER 1 accélération progressive	Trajectoire SER 2 forte accélération
Installations sur bâtiment (inf. 250 kVA)	35,5 GW	82,0 GW	128,4 GW
Installations au sol (sup. 250 kVA)	55,6 GW	106,6 GW	157,6 GW
Total	91,1 GW	188,6 GW	286,0 GW

L'énergie produite a été calculée en appliquant un facteur de charge de 14,2% au parc français qui correspond au facteur de charge actuel. A noter, l'évolution du facteur de charge dépendra notamment de facteurs tels que la proportion entre centrales sur bâtiments et centrales au sol, les impacts du changement climatique et des évolutions technologiques à venir qui peuvent jouer dans des directions opposées.

Energie produite (en GW)	Trajectoire 2050 « stabilisation PPE »	Trajectoire SER 1 accélération progressive	Trajectoire SER 2 forte accélération
Installations sur bâtiment (inf. 250 kVA)	44,2 TWh	102,0 TWh	135,4 TWh
Installations au sol (sup. 250 kVA)	69,1 TWh	132,6 TWh	211,8 TWh
Total	113,3 TWh	234,6 TWh	347,2 TWh

En ce qui concerne les installations au sol la trajectoire haute, qui prévoit 157,6 GW, correspondrait à une emprise au sol d'environ 240 000 hectares si l'on considère que 1,5 ha sont nécessaires par MW installé en prenant en compte par exemple les mesures d'évitement pour la préservation de la biodiversité.

Cette superficie de 240 000 ha correspond à 0,4% de la superficie de la France continentale et à trois années de progression du massif forestier. A titre de comparaison les surfaces considérées comme agricoles représentent un peu plus de 50% de la superficie de la France continentale. A noter, les projets photovoltaïques peuvent associer une production agricole à la production électrique. Par ailleurs, des études sont en cours pour évaluer les bénéfices apportés localement en termes de biodiversité par les centrales photovoltaïques au sol.



II. Eolien terrestre

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

La nouvelle PPE a fixé un objectif pour l'éolien terrestre compris entre 33,2 et 34,7 GW. Fin 2020, la puissance raccordée était de l'ordre de 17 GW et environ 10 GW de projet étaient en file d'attente rendant l'atteinte de l'objectif 2028 vraisemblable sachant qu'un projet en file d'attente émerge en 5 ans en moyenne (avec de fortes disparités selon si les recours sur les autorisations aboutissent). Par ailleurs, 12,5 GW de projets sont en cours d'instruction, ce qui démontre un réel dynamisme de la filière amont.

b) Perspectives à l'horizon 2050

Du fait de la maturité avancée de l'industrie éolienne terrestre à l'issue de la PPE, le développement de la filière sur les périodes post 2030 sera conditionné trois critères principaux : la disponibilité du foncier, l'adhésion des riverains, et la levée des contraintes de hauteur pour déployer le potentiel technologique.

Trois trajectoires de développement ont ainsi été élaborées :

- Une **trajectoire de référence « PPE continue »**, qui présente le rythme nécessaire pour l'atteinte des objectifs 2028 fixés par le gouvernement, et conserve après 2028 ce rythme régulier d'augmentation de la puissance du parc avec de nouvelles installations et le renouvellement de l'existant. Il s'agit d'un scénario de développement extensif ;
- Une **trajectoire « SER 1 : accélération progressive »**, qui permet un développement accéléré après la PPE, grâce notamment à une levée partielle des contraintes, une bonne adhésion à l'éolien qui pousse à une simplification du cadre existant. Par rapport au scénario de référence, il s'agit d'un mode de développement avant tout intensif ;
- Une **trajectoire « SER 2 : accélération forte »**, qui explore les possibilités d'un déploiement du potentiel éolien du territoire français grâce à la levée des contraintes (zones SETBA & RTBA par exemple) dans des zones propices au développement et une très bonne adhésion aux projets éoliens, permettant l'installation de machines plus performantes dans des zones propices au développement. Il s'agit ainsi d'une trajectoire de développement extensive et intensive.

Nb : dans toutes les trajectoires, il a été supposé que l'intégralité des mats serait renouvelée après une durée de vie de 25 ans.

Hypothèses de la trajectoire « PPE continue »

Le scénario « PPE continue » est une trajectoire conservatrice qui considère l'atteinte de l'objectif PPE de 33 GW à l'horizon 2028 via l'ajout de nouvelles installations et le renouvellement d'installations existantes, pour un rythme annuel moyen d'environ 2,4 GW (+1,5 GW net du renouvellement). Il considère que les contraintes qui pèsent actuellement sur le développement de l'éolien en France ne seront que peu levées, dans une mesure néanmoins suffisante pour l'atteinte des objectifs de la PPE. Après 2028, le rythme de croissance de la puissance se poursuit sans rupture. Le renouvellement est considéré comme systématique à 25 ans, mais ne permet qu'une augmentation limitée de la puissance des machines du fait des contraintes d'exploitation : le renouvellement est ainsi souvent effectué à gabarit (taille, toilage) identique. Le développement de nouvelles installations se poursuit également, mais à un rythme limité par la disponibilité du foncier et par des temps de développement long.

En 2050, la puissance du parc s'élèverait à 63 GW en 2050 avec environ 15 000 mats installés (+550-650 mats installés par an, dont ceux pour le renouvellement) pour une puissance moyenne d'environ 4 MW par génératrice, représentant 30% de l'électricité française.



Hypothèses de la trajectoire « SER 1 : accélération progressive »

La trajectoire « SER 1 : accélération progressive » reprend les objectifs fixés par le SER dans son scénario 2030, soit 40 GW en 2030², et conserve ce rythme de croissance à travers le renouvellement des installations et le développement de nouveaux projets dans des zones libérées.

Pour permettre d'atteindre ce rythme moyen de 3 GW/an (+2,2 GW net du renouvellement) sur la période 2020-2050, cette trajectoire suppose une simplification plus importante, poussée par une adhésion importante de la population à l'éolien. Quelques zones actuellement grevées de contraintes pourront être libérées pour permettre un développement accru, ce qui permet par ailleurs au renouvellement des installations des évolutions de gabarit et donc une hausse de la puissance. Toutefois, dans cette trajectoire, une partie importante des limitations restent existantes (biodiversité et radars notamment) et les plafonds aéronautiques empêchent l'installation des machines les plus performantes possibles, mais une hausse du facteur de charge est possible avec un plus grand toilage.

En 2050, la puissance raccordée serait de 85 GW avec environ 16 500 mats installés (+650-750 mats installés par an, dont ceux pour le renouvellement) pour une puissance moyenne de 5 MW par éolienne, produisant 45% de l'électricité française.

Hypothèses de la trajectoire « SER 2 : accélération forte »

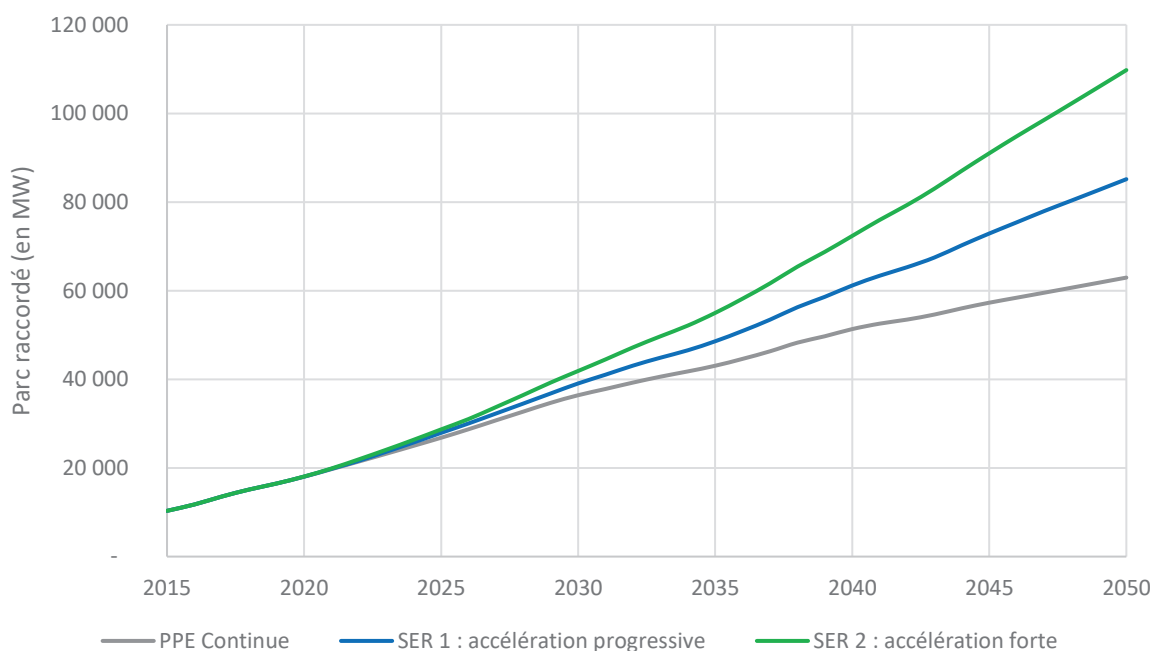
La trajectoire « SER 2 : accélération forte » donne un aperçu de la capacité éolienne qui pourrait être développée grâce à la levée des contraintes (zones SETBA & RTBA notamment), à la simplification des mesures encadrant le développement et le renouvellement.

Pour atteindre le rythme moyen sur 2020-2050 de 4 GW/an (+3 GW/an net du renouvellement), cette trajectoire suppose une politique volontariste pour permettre une optimisation des potentiels, territoriaux et technologiques. Il suppose également une adhésion forte de la population à l'éolien. Le développement des projets dans les zones les plus propices et l'exploitation de machines plus grandes et plus performantes (meilleur facteur de charge notamment, mais aussi plus grande puissance) permet une augmentation significative de la contribution de l'éolien à la production d'électricité française. Cette trajectoire limiterait les coûts, notamment en développant des zones où des capacités réseaux sont déjà disponibles.

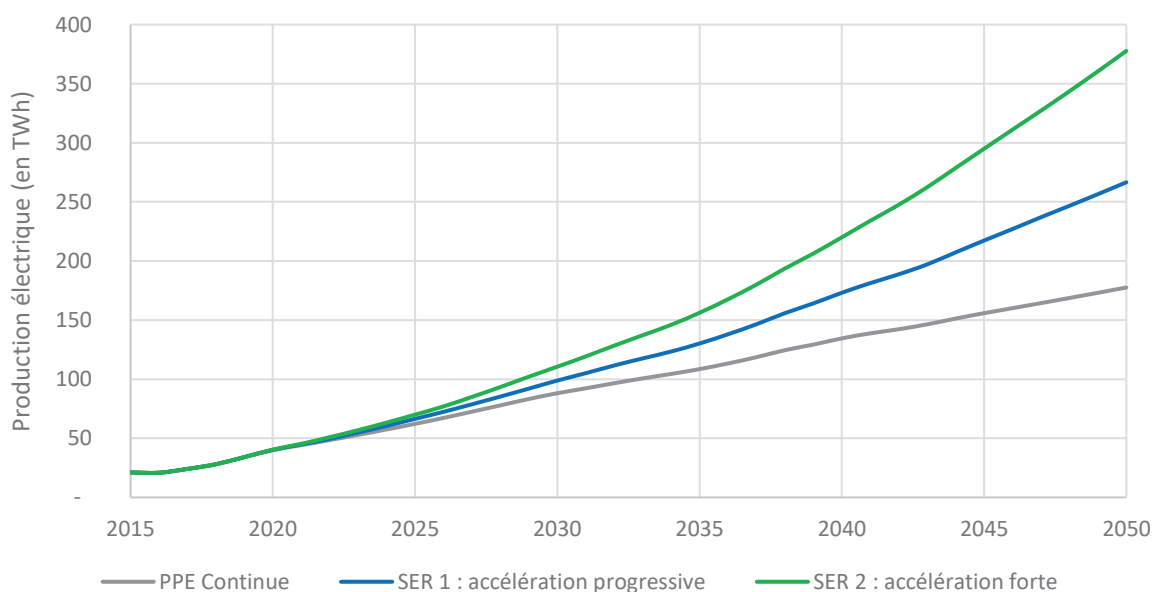
En 2050, la puissance raccordée serait de 110 GW avec 18 000 mats (650-800 mats installés par an, dont ceux pour le renouvellement) pour une puissance moyenne de 6 MW par éolienne, représentant 65% de l'électricité produite en France métropolitaine.

² Scénario disponible dans les annexes, publié en 2018 dans le cadre de l'élaboration de la PPE.

Prospective 2050 - Eolien terrestre



Prospective 2050 - Production de l'éolien terrestre



III. Eolien en mer

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

Suite aux annonces gouvernementales répétées, la PPE devrait fixer un rythme d'attribution d'appels d'offres pour l'éolien en mer de l'ordre de 1 GW/an. Ces capacités viendront s'ajouter aux 3,7 GW déjà attribués des AO1, 2 & 3 et des appels à projet pour l'éolien flottant.

	2019	2020	2021	2022	2023	
Eolien flottant 750 MW			250 MW Bretagne Sud 120 €/MWh	2 x 250 MW Méditerranée 110 €/MWh		1 000 MW par an, posé et/ou flottant, selon les prix et le gisement, avec des tarifs cibles convergeant vers les prix de marché sur le posé
Eolien posé 2,5 à 3 GW	600 MW Dunkerque 45 €/MWh	1 000 MW Manche Est Mer du Nord 60 €/MWh	500 - 1 000 MW Sud-Atlantique 60 €/MWh		1 000 MW 50 €/MWh	

Figure 2 : calendrier des appels d'offres, extrait de la PPE

En 2028, compte-tenu du temps de développement des projets estimé à environ 7 ans, la capacité installée pour l'éolien en mer devrait ainsi être comprise entre 5,2 et 6,2 GW, correspondant à la mise en service des capacités des appels d'offres attribués jusqu'en 2021, dans l'hypothèse où les appels d'offres prévus par la PPE en 2020 et 2021 seraient attribués dans les délais prévus, ce qui pourrait être retardé compte tenu des calendriers actuellement envisagés pour ces appels d'offres.

Le développement des capacités éoliennes en mer s'inscrit nécessairement dans une perspective de long terme ; à l'échelle européenne, la Commission européenne a adopté, en novembre 2020, une Stratégie offshore dans le cadre du Pacte vert européen, qui prévoit la mise en service, d'ici 2050, de 300 GW éolien en mer (12 GW fin 2020).

b) Perspectives à l'horizon 2050

Au-delà de la PPE plusieurs trajectoires sont envisageables qui incluent un certain nombre de variables :

- Une **trajectoire basse « PPE continue »** : mise en service de 1 GW/an sur toute la période ;
- Une **trajectoire « SER 1 : accélération progressive »** : mise en service de 1 GW/an, puis 2 GW/an (à partir de 2035) puis 3 GW/an (à partir de 2042)
- Une **trajectoire « SER 2 : accélération forte »** : mise en service de 1 GW/an jusqu'en 2030, puis une accélération progressive jusqu'à atteindre 4 GW/an à partir de 2045 ;

Toutes les trajectoires considèrent des délais de mise en œuvre importants pour l'éolien en mer : la mise en service d'un parc se fait sept ans après l'attribution en appel d'offres. Toute inflexion dans le rythme de développement de l'éolien en mer devra donc être décidée politiquement entre huit et dix ans avant la date d'effet souhaitée pour l'accélération (sauf évolution majeure dans les procédures d'autorisation).

Les trajectoires se basent sur le mécanisme d'appel d'offres pour toute la périodisation (pas de développement hors appels d'offres envisagé ici), en considérant l'attribution d'un à trois projets par an, de taille variable (entre 500 MW et 2 GW, en cohérence avec l'évolution de la taille des parcs déjà observée ailleurs en Europe).

Le renouvellement ne joue que peu de rôle dans cette trajectoire car il a été considéré que les parcs en mer resteraient en service 25 ans en moyenne. Les premiers parcs renouvelés n'interviendraient donc qu'en toute fin d'analyse (autour de 2045) et l'impact serait minime à cet horizon (3 GW renouvelés tout au plus en 2050). La prolongation des tendances en 2060 pourrait cependant aboutir à une trajectoire différente avec des gains



significatifs sur les parcs mis en service dans les années 2020 (triplement de la puissance envisageable, selon disponibilité du raccordement).

Hypothèses de la trajectoire « PPE continue »

Cette trajectoire part du principe que le rythme PPE sera maintenue au-delà de 2030 selon l'objectif de la loi énergie-climat du 8 novembre 2019, prévoyant l'attribution de 1 GW/an minimum : dans ce scénario, une faible disponibilité de sites pour l'éolien posé comme flottant mèneront à un rythme constant d'ajout de capacité, bien que la filière fera des gains en puissance via des nouvelles machines (15-20 MW).

En fin de période (2050), ce scénario aboutit à l'occupation d'une surface maritime de 6 000 km² environ, soit 1,7% de l'espace maritime métropolitain, pour 30 GW installés.

Hypothèses de la trajectoire « SER 1 : accélération progressive »

Cette trajectoire postule une disponibilité moyenne de sites avec l'attribution de deux projets par an (un posé, un flottant en début de période, indifférencié sur la fin de période) avec une élévation progressive de la puissance des projets du fait de machines plus puissantes de l'ordre de (24 MW voire plus) et qui aboutirait à un rythme d'ajout de capacité de 1 GW/an jusqu'en 2030, 2 GW/an de 2035 à 2042 et enfin 3 GW par an au-delà (AO de 1000 MW jusqu'en 2028 puis 2000 MW jusqu'en 2035 et de 3000 MW sur la fin de période).

En fin de période (2050), cette trajectoire aboutit à l'occupation d'une surface maritime de 11 500 km² environ, soit 3,3% de l'espace maritime métropolitain.

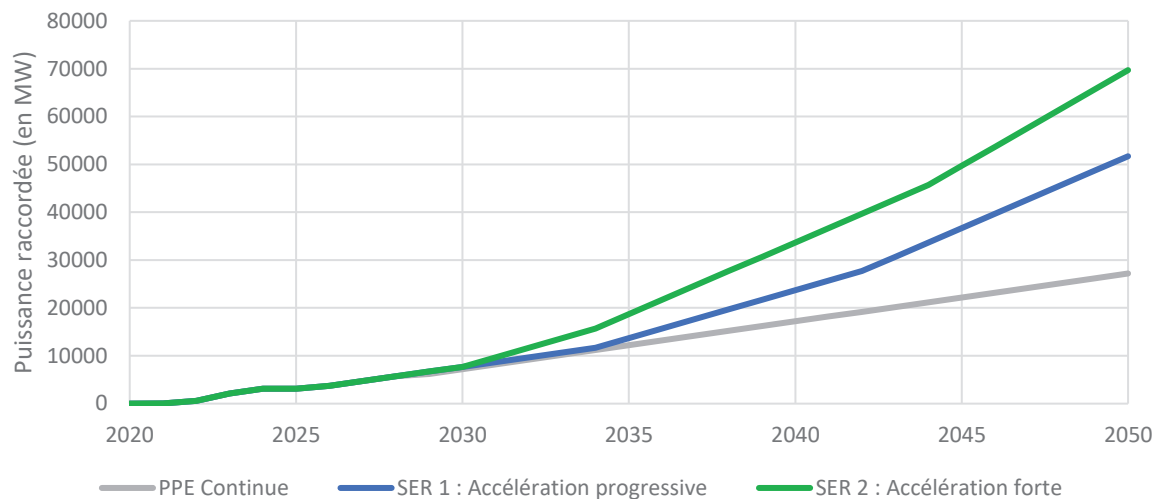
Le développement de l'éolien en mer à hauteur de 50 GW environ en 2050 constitue aujourd'hui l'hypothèse de développement la plus consolidée par la profession et est cohérente avec la décision du Comité interministériel de la Mer (CIMER) du 22 janvier 2021 d'engager une planification de long terme du développement de l'éolien en mer, considérant un potentiel de 49 à 57 GW pour l'éolien en mer en France à 2050.

Hypothèses de la trajectoire « SER 2 : accélération forte »

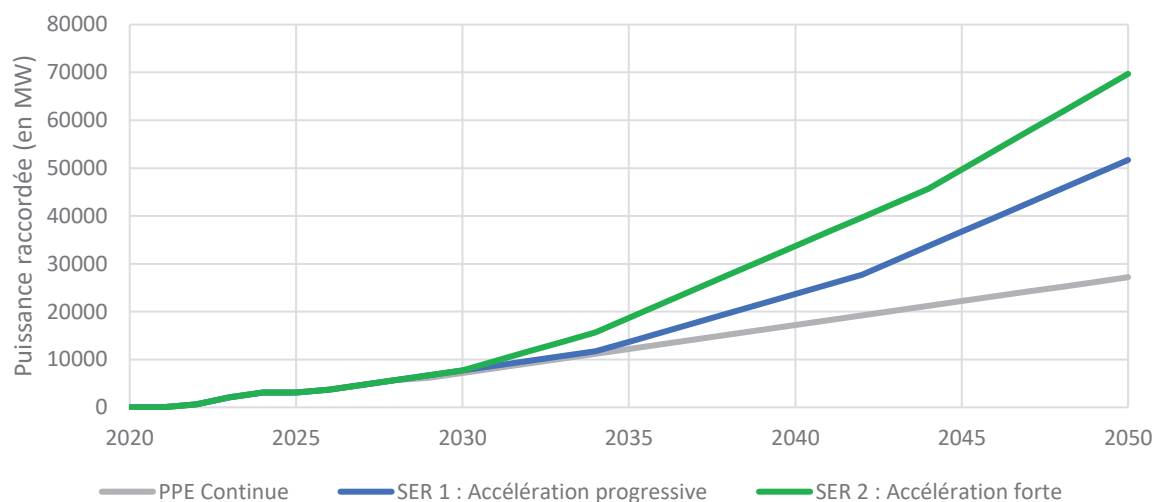
Ce scénario postule une forte disponibilité des sites avec un volontarisme politique fort pour lancer 3 projets par an dès 2025 ce qui permet de passer, dès le début de la décennie 2030, à un rythme de 2 GW par an. Un rythme de 2 à 3 projets attribués par an est maintenu par la suite ce qui permet, grâce aux gains de puissance des nouvelles machines (24 MW voire plus), de passer à un rythme d'ajout de capacité de 3 GW/an dès 2035 et de 4 GW/an à partir de 2045.

En fin de période (2050), cette trajectoire aboutit à l'occupation d'une surface maritime de 15 500 km² environ, soit 4,4% de l'espace maritime métropolitain.

Prospective 2050 - Eolien en mer



Prospective 2050 - Eolien en mer



Nb : l'énergie produite a été calculée en appliquant un facteur de charge moyen de 40% au parc français.



IV. Energies Marines Renouvelables

Au-delà de l'éolien en mer, une diversité de technologies, telles que l'hydrolien ou le houlomoteur, permettent d'exploiter les forces du milieu marin. Issues de développements plus récents, ces technologies ont évolué au cours des dix dernières années progressant du stade de prototype vers la réalisation de démonstrateurs en conditions réelles.

Au niveau national, européen et international, certaines technologies, notamment d'hydrolien et de houlomoteur ont ainsi été installées et testées sur divers sites d'essais, permettant des ajustements techniques et la conception de machines de seconde génération, pour certaines en cours de déploiement au sein de fermes pilotes.

La France dispose d'un potentiel naturel élevé – parmi les meilleurs à l'échelle européenne - pour l'exploitation des énergies marines autres que l'éolien en mer, bénéficiant de courants particulièrement propices à l'hydrolien au large du Raz-Blanchard et du Fromveur (potentiel de 3 à 5 GW), mais aussi d'une ressource favorable au développement du houlomoteur sur sa façade Atlantique. L'exploitation de ces ressources naturelles présente l'avantage d'une production d'électricité renouvelable sur des espaces différenciés de ceux qui seront utilisés pour l'éolien en mer mais aussi d'un profil de production complémentaire : la production hydrolienne, utilisant la force des marées, suit ainsi un cycle de production prévisible des mois en avance, tandis que l'énergie houlomoteur jouit d'un facteur de charge particulièrement constant.

Intégrée au Pacte vert européen, la stratégie de l'Union européenne reconnaît le fort potentiel des énergies marines renouvelables, au-delà de l'éolien en mer, et en établissant une trajectoire pour le développement des autres énergies marines à 100 MW d'ici 2025, 1 GW d'ici 2030 pour finalement atteindre 40 GW en 2050.

A l'échelle nationale, le développement de ces énergies marines doit être conçu dans cette perspective de long terme (2050) de sorte à organiser la phase de commercialisation et d'industrialisation de ces filières qui les conduiront à changer d'échelle en termes de coûts et de puissance de production, ce qui devrait intervenir, sur la base des retours d'expérience des courbes d'apprentissage des autres filières électriques notamment, d'ici les dix prochaines années. A horizon 2050, le SER estime ainsi qu'une capacité de 3 à 6 GW devrait être considérée pour les énergies marines renouvelables, hors éolien en mer.

V. Hydroélectricité

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

Pour l'hydroélectricité, un scénario prenant en compte les différents potentiels identifiés historiquement par la profession, et partagés avec l'administration pour l'élaboration du projet de PPE avait été bâti :

Potentiel par source (MW/MWh)			Total	Hors liste 1
Centrales nouvelles	Concession (sites vierges)	>10MW	Env. 2 090 MW 5,8 TWh	Env. 370 MW 1,3 TWh
		<10MW		Env. 120 MW 0,4 TWh
	Autorisation	Sites vierges	Env. 750 MW 2,5 TWh	Env. 170 MW 0,6 TWh
		Sites existants	Entre 260 et 470 MW (0,9 – 1,7 ,TWh)	
Moulins			Entre 350 et 400 MW	
Suréquipement et rénovation de l'existant			Env. 400 MW ≈ 0.8 TWh	

Ces potentiels ont été réactualisés, en incluant notamment les STEP, et un gisement supplémentaire de suréquipement suite aux mesures facilitant les augmentations de puissances (Loi Energie Climat).

b) Potentiel 2050

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques de 2006 a réformé le classement des cours d'eau français. Ainsi, un classement de cours d'eau en « liste 1 » empêche la création de tout nouvel obstacle à l'écoulement, et donc l'exploitation du potentiel hydroélectrique. Près de 2 GW sont ainsi obérés par ce classement. Un assouplissement de ces dispositions sur les « listes 1 », et en particulier sur les cours d'eau classés au titre de réservoir biologique, pourrait toutefois permettre de libérer un gisement de 1 GW, d'après la profession (SER/FHE). Il est proposé de retenir à 2050 une hypothèse de révision des classements pouvant aboutir à la levée des contraintes sur 50% des réservoirs biologiques, et donc une libération d'environ 500 MW. Ce potentiel ne deviendrait exploitable qu'à moyen terme.

Le potentiel total mobilisable est ainsi estimé :

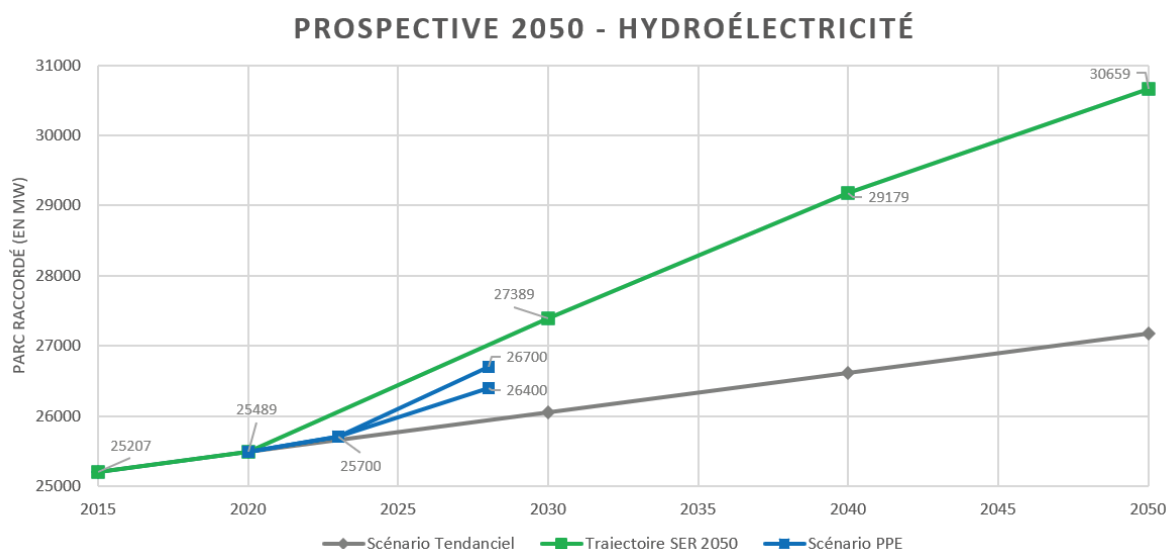
Potentiel total	En MW	Hypothèse
File d'attente - RTE	720	Non pris en compte
File d'attente - Enedis	90	Non pris en compte
Petite hydro	640	Potentiel identifié par la profession (SER/FHE)
Moulins	400	Potentiel identifié par la profession (SER/FHE)
Nouvelles concessions	490	Potentiel identifié par la profession (SER/FHE)
Suréquipement	900	Potentiel identifié
STEP	2250	Potentiel identifié de STEP
Déclassement L1	500	Potentiel de 50% des L1 classés réservoirs biologiques

Concernant la file d'attente RTE, les projets peuvent faire l'objet une réservation de capacité à un stade très antérieur à leur émergence, et sans la garantie de concrétisation. L'avancement réel des projets et l'horizon de leur mise en service est donc inconnu. Il est par ailleurs possible que les projets en file d'attente fassent partie

des potentiels identifiés ci-dessus. Il est donc proposé afin d'éviter les doublons, de ne pas prendre en compte cet élément.

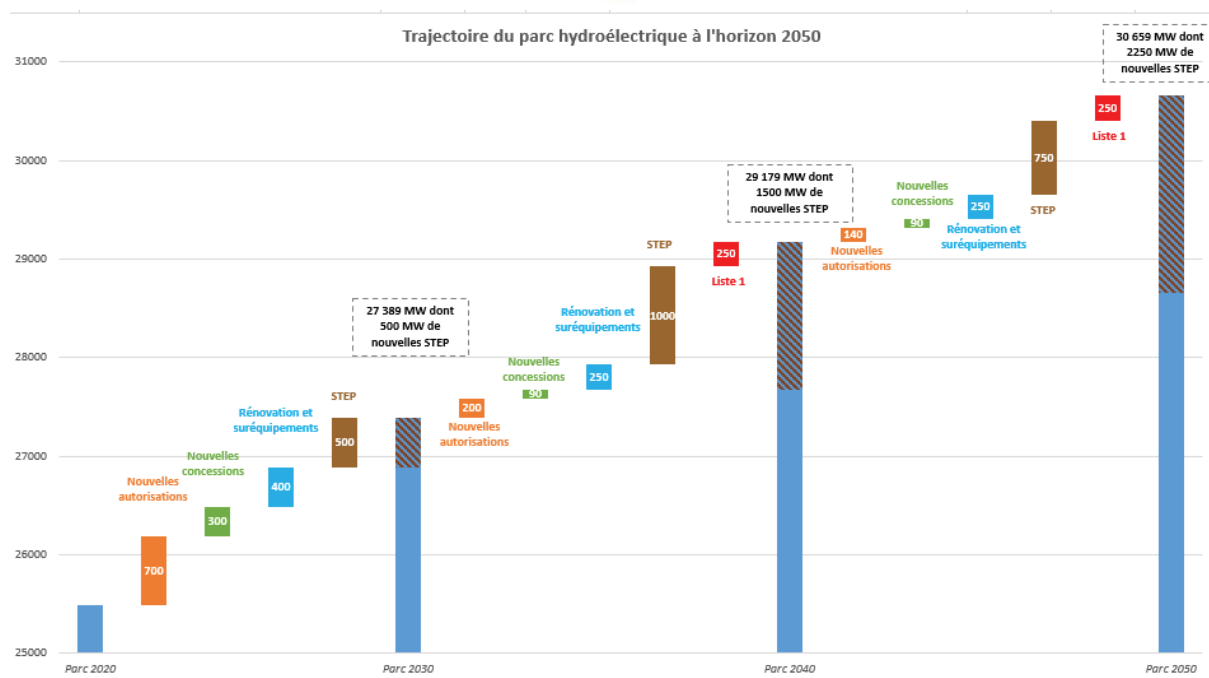
Concernant les projets en file d'attente du côté d'Enedis, la demande de PTF complète est soumise à autorisation d'exploiter ou obtention d'un complément de rémunération à l'appel d'offres. Pour une large partie d'entre eux, les projets sont donc voués à émerger, au terme des différents recours, dans un horizon de 10 ans. Toutefois, ce volume avait été préliminairement identifié au sein du potentiel total – pour la plupart cela concerne des projets sous autorisation, disposant du dispositif de soutien H07³ ou plus récemment du H16⁴. Il est donc proposé de ne pas prendre en compte la file d'attente Enedis.

Concernant la mobilisation du potentiel à 2030 : il est proposé de reprendre les valeurs identiques à celles retenues lors de l'élaboration du scénario PPE des syndicats SER/FHE/UFE, en supprimant le pas de temps à 2023 à fin de simplification, et en reportant l'atteinte des objectifs de 2028 à 2030. Pour l'hydroélectricité sous autorisation, on considérera l'émergence de projets via AO à hauteur de 35 MW/an jusqu'à 2030, ainsi que 350 MW de projets <1MW. Un développement de STEP à hauteur de 500 MW a été également ajouté sur la période, en cohérence avec les objectifs PPE. Des volumes résiduels de potentiel sont ventilés sur les pas de temps 2030-2040 et 2040-2050.



³ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000276725&categorieLien=id>

⁴ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585076&categorieLien=id>



Pour le calcul de la production, il conviendra de ne pas prendre en compte les STEP (5 000 MW en 2020, 7 250 MW en 2050) car les facteurs de charge à ces différents horizons seront dépendant de la manière dont celles-ci seront mobilisées pour l'équilibre du système. Nous proposons donc d'appliquer un facteur de charge de 31,5% pour le parc hors STEP, sur la base d'une hydraulicité normale.

	2030	2040	2050
Parc (en MW)	27 389	29 179	30 659
STEP (en MW)	5 500	6 500	7 250
Production (estimation hors STEP en TWh)	59,30	61,44	63,41



VI. Bioénergies électriques

Les bioénergies électriques se développent en France et représentent aujourd'hui une puissance installée de 2,2 GW et une production d'environ 8 TWh par an en 2020 (pour la partie renouvelable), toutes filières confondues (bois-énergie, méthanisation, unités d'incinération...).

Si la stratégie nationale bas carbone (SNBC) met l'accent sur la valorisation des gisements de biomasse sous forme de chaleur et de biocarburants, une part sera toujours utilisée pour la production d'électricité en 2050.

Concernant les gaz renouvelables, si la priorité est donnée à son injection dans les réseaux de gaz (pouvant ensuite être utilisé pour la production de chaleur, d'électricité et de carburant), certains gisements, notamment de méthanisation, n'auront pas de pertinence à être purifiés et injectés dans les réseaux de gaz du fait, notamment, des coûts de raccordement, alors même que le développement de ces projets aura une pertinence pour le développement économique des territoires. Il en va de même pour certains projets de biomasse solide (bois énergie ou valorisation énergétique des déchets) qui continueront à produire de l'électricité.

Ces cas se traduisent dans le scénario AMS de la SNBC par une disponibilité de 10 TWh de biomasse solide pour la production d'énergie et de 50 TWh de gaz renouvelable pour la production d'énergie à prendre en compte dans les scénarisations du BP 2050. Une partie de ces volumes correspondra à une valorisation de la biomasse via de la production d'électricité in situ à partir de biogaz de méthanisation (ou de pyrogazéification vu les dernières avancées de cette technologie qui devrait être plus commune en 2050).

Ainsi, la PPE d'avril 2020 prévoit un développement d'au moins 300 MW de nouvelles capacités électriques de valorisation du biogaz de méthanisation, tendance qui pourra se prolonger par la suite. Si ces installations disposent actuellement d'un cadre économique les faisant injecter de l'électricité en base, les modes de valorisation futurs pourront évoluer pour utiliser la flexibilité infra-journalière, journalière et hebdomadaire de ces installations.

En plus de ces installations, des centrales à gaz CCGT et OCGT pourront être maintenues (environ 8,5 GW de disponible actuellement) comme moyen de flexibilité pour couvrir les pointes de production journalières, mais aussi saisonnière en utilisant une partie des 50 TWh de gaz renouvelables prévus pour la production d'énergie dans la SNBC et provenant des réseaux de gaz qui devront être, à l'horizon 2050, décarbonés. Ces centrales à gaz pourront aussi utiliser des mélanges hydrogène/biométhane via des turbines de nouvelle génération en cours de développement.