



Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »

Consultation publique sur le cadrage
et les hypothèses des scénarios

Janvier 2021

Consultation publique sur le Bilan prévisionnel à l'horizon 2050

Date de publication : 27 janvier 2021

Date limite de réponse : 5 mars 2021

Les parties intéressées sont invitées à répondre au document de consultation en langue française, avant le 5 mars inclus sur la page dédiée du site www.concerte.fr ou par mail à l'adresse indiquée ci-dessous. Elles peuvent se positionner sur tout ou partie des hypothèses dans le cadre de leur réponse. Toute réponse sera considérée par défaut comme publique, sauf demande contraire de la part du répondant.

Pour faciliter les réponses, un récapitulatif de l'ensemble des questions de la consultation publique est présenté en annexe.

Mail : rte-concerte-bp@rte-france.com

Synthèse

RTE a engagé mi-2019 l'élaboration des futurs scénarios 2050 du Bilan prévisionnel (« futurs énergétiques 2050 »). Ce processus est public : il implique une très large concertation auprès des parties intéressées aux différents stades de construction des scénarios, jusqu'à la publication de leur analyse complète à l'automne 2021.

La première phase de cette concertation s'achève le 27 janvier 2021 avec :

- la publication du rapport conjoint entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie, intitulé « *conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050* ». Le rapport définit les conditions techniques à remplir et liste des priorités pour la suite du programme d'étude ;
- l'ouverture de la consultation publique sur les futurs scénarios, qui comprend une première description des huit scénarios et de leurs principales variantes, la description de la grille d'analyse qui leur sera appliquée et les hypothèses principales qui seront utilisées dans l'étude.

Le document de consultation publique établit une synthèse des éléments présentés et discutés au sein de neuf groupe de travail thématiques. Ceux-ci ont rassemblés, depuis plus d'un an, **plus d'une centaine d'organismes et institutions** (organisations syndicales, organisations patronales, syndicats professionnels, producteurs/fournisseurs d'énergie, gestionnaires de réseau, autorités de régulation, administrations, organisations non gouvernementales, universitaires) au cours de **trente réunions**.

La première phase de concertation conduit à identifier **huit scénarios d'étude**, qui se déploient sur la **période 2020-2060**. Ils permettent tous, par définition, d'atteindre la neutralité carbone en 2050 en suivant le cadrage général de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) adoptée par le Gouvernement. Les scénarios couvrent un large éventail de configurations : la part du nucléaire dans la production d'électricité en France évolue entre 0 et 50%, et celle des énergies renouvelables entre 50 et 100%.

L'analyse technico-économique du système repose sur une modélisation poussée du système électrique sous diverses contraintes techniques, économiques et environnementales :

- le modèle décrit l'ensemble du **système électrique européen** et croise de très nombreuses variables météorologiques (températures, ensoleillement, ventométrie, hydrologie) ;
- il prend en compte de manière détaillée les interactions entre le système électrique avec les **autres vecteurs énergétiques** (hydrogène, méthane, réseaux de chaleur) : *power-to-gas, power-to-gas-to-power, power-to-heat...* ;
- il intègre l'évolution projetée du climat selon différents **scénarios de réchauffement climatique** fondés sur les travaux du GIEC.

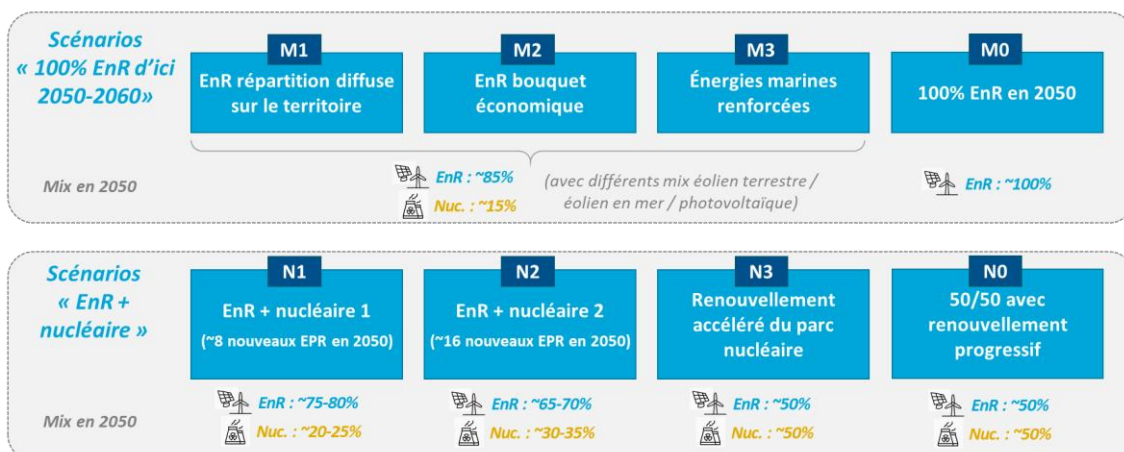
Si la pondération du nucléaire et des énergies renouvelables pour atteindre la neutralité carbone constitue un axe important de ces « futurs énergétiques », ceux-ci ne peuvent être résumés à cette seule problématique. Plusieurs demandes prioritaires sont ressorties des ateliers de la première phase de concertation et ont été intégrées au programme de travail :

- un travail spécifique sur les scénarios intégrant **une part plus importante d'hydrogène (variante « hydrogène + »)** ;

- une analyse approfondie des **possibilités de réindustrialisation et de relocalisation** d'activités (**variantes « industrie + »**) induites par chaque scénario, permettant de réduire l'empreinte carbone en s'appuyant sur un mix d'électricité bas-carbone ;
- une étude de **l'influence de l'efficacité énergétique et de la sobriété** sur la consommation d'électricité et les conditions de réalisation des scénarios.

Enfin, la consultation publique décrit la grille d'analyse discutée lors des ateliers et désormais fermement établie autour de quatre dimensions principales (technique, économique, environnementale et sociétale).

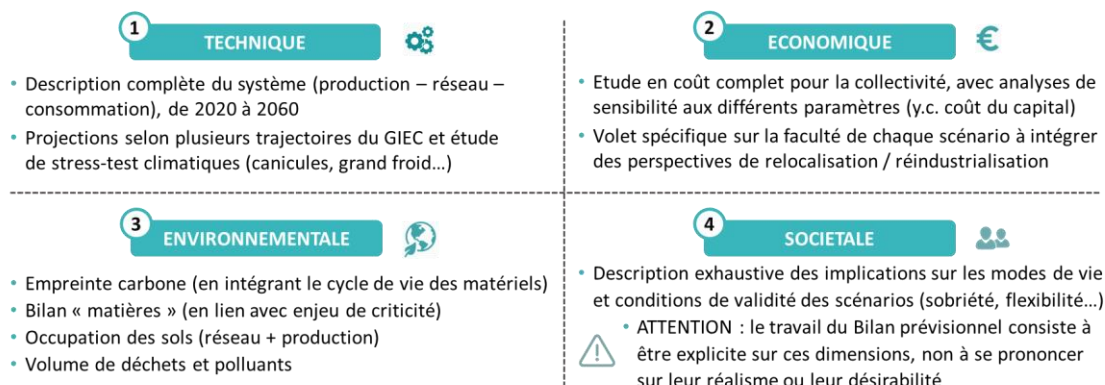
Huit scénarios d'étude principaux



De nombreuses variantes et analyses de sensibilité, dont



Une grille d'analyse des scénarios selon quatre dimensions principales



Le point de départ : quel système électrique pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050 ?

Conformément aux engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat, la France vise l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Cet objectif implique une transformation conséquente de la production et de l'utilisation d'énergie, qui représente aujourd'hui plus de 70% des émissions de gaz à effet de serre du pays. Etant donné les constantes de temps longues en matière de développement et de durée de vie des infrastructures énergétiques, il apparaît nécessaire de planifier dès maintenant leurs évolutions sur les prochaines décennies, pour que la France soit au rendez-vous des objectifs climat-énergie qu'elle s'est fixée.

Les enjeux pour le système électrique en particulier sont importants. En France, l'essentiel de la production d'électricité est dès aujourd'hui issue de sources bas-carbone (nucléaire, énergies renouvelables). Néanmoins, le système électrique doit faire face à un double défi au cours des prochaines décennies :

- d'une part, une transformation de la production et des usages en vue d'atteindre la neutralité carbone (décarbonation totale du mix, efficacité énergétique et intégration des nouveaux usages) ;
- d'autre part, un besoin de renouvellement du parc de production historique, pour compenser le déclassement des réacteurs nucléaires de deuxième génération – mis en service dans les années 1980 et 1990 – qui interviendra progressivement au cours des trente à quarante prochaines années sous toute hypothèse.

Dans ce contexte, une des questions principales du débat porte sur la nécessité ou l'intérêt de relancer un programme électronucléaire au cours des prochaines années pour répondre aux défis de transformation du système électrique évoqués ci-dessus.

Pour maintenir au minimum les émissions générées par le secteur de l'électricité, deux options sont en effet sur la table : remplacer certains réacteurs en fin de vie par de nouveaux tout en développant la production à base d'énergies renouvelables (EnR), ou substituer intégralement ces réacteurs par des EnR pour parvenir à terme à un système électrique alimenté uniquement par des sources d'énergie renouvelables.

Dans le cadre de ses missions légales et à la demande du Gouvernement, RTE élabore et analyse plusieurs scénarios de mix électrique à l'horizon 2050-2060, en vue d'apporter un éclairage au débat public et aux décisions publiques sur l'évolution du système énergétique. Cette étude fera l'objet d'une publication à l'automne 2021 dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel de long terme.

Calendrier des travaux et organisation de la concertation

La première phase des travaux, engagée depuis mi-2019, a été consacrée au cadrage des travaux et à la caractérisation des scénarios. Elle s'achève le 27 janvier 2021 avec d'une part la publication du rapport conjoint entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie, portant sur les « *conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050* » et d'autre part l'ouverture de la consultation publique sur les futurs scénarios, qui comprend une première description des huit scénarios et de leurs principales variantes, la description de la grille d'analyse qui leur sera appliquée et les hypothèses principales qui seront utilisées dans l'étude.

La phase II des travaux sur les scénarios à l'horizon 2050-2060 s'ouvre à présent. Cette seconde phase sera consacrée au partage de premiers résultats sur l'analyse des scénarios et à la finalisation de l'étude. Elle s'achèvera avec la publication de l'étude des « Futurs énergétiques 2050 » dans le prochain Bilan prévisionnel de long terme à l'automne 2021.

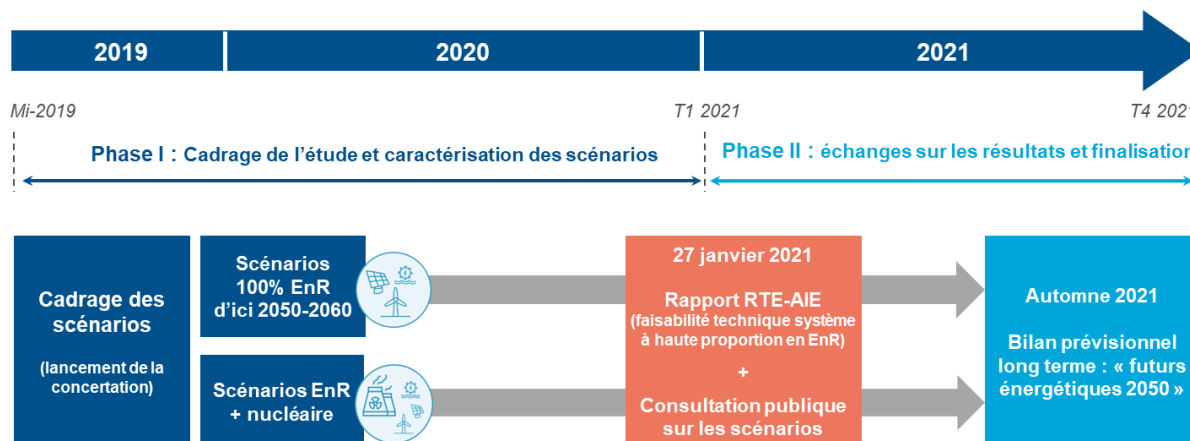


Figure 1. Calendrier des travaux prospectifs de RTE sur l'évolution du système électrique à long terme

Les travaux de construction et d'analyse des scénarios du Bilan prévisionnel sont réalisés en concertation avec l'ensemble des parties prenantes intéressées, dans le cadre d'un dispositif d'échanges renforcé. La concertation s'organise autour des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR) ainsi que de neuf groupes de travail thématiques, mis en place depuis mi-2019 et visant à couvrir l'ensemble des thématiques associées à l'étude de scénarios prospectifs de mix énergétique. Au cours des deux dernières années, une trentaine de réunions de concertation ont ainsi permis de partager et de discuter le cadrage des travaux du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050 avec l'ensemble des parties prenantes et des experts du secteur.

La consultation publique, qui fait l'objet du présent document, vise à compléter et enrichir les échanges initiés lors des premiers groupes de travail. Elle prend la forme d'un appel à contributions couvrant l'ensemble du cadrage et des hypothèses des scénarios du prochain Bilan prévisionnel de long terme et sur lesquels les parties prenantes sont invitées à s'exprimer.

Huit scénarios principaux pour décrire les grandes options de transition à l'horizon 2050-2060

L'approche proposée par RTE pour le prochain Bilan prévisionnel de long terme consiste à élaborer et étudier en détails plusieurs trajectoires contrastées (scénarios) pour l'évolution du système électrique sur les trente à quarante prochaines années. L'analyse ne vise pas à calculer un « mix optimal » dont la composition serait fortement dépendante des hypothèses prises sur l'évolution des fondamentaux technico-économiques (coûts des technologies, caractéristiques des moyens de flexibilité, etc.) mais bien de **décrire plusieurs options possibles de transition**.

En outre, l'objectif de ce travail prospectif ne se borne pas à décrire les mix cibles à long terme : il vise également à **caractériser le chemin nécessaire pour atteindre les différentes cibles possibles**. L'enjeu du Bilan prévisionnel sera notamment d'identifier les jalons clés en matière de décision et d'investissement pour assurer la transformation du système électrique. Les trajectoires seront décrites non seulement à l'horizon 2050, échéance fixée par le Gouvernement pour l'atteinte de la neutralité

carbone, mais également 2060, échéance à laquelle la totalité des réacteurs nucléaires existants auront été déclassés sous toute hypothèse.

Les scénarios étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel s'inscriront en cohérence avec l'objectif de neutralité carbone défini dans la loi. Le cadrage des différents scénarios est par ailleurs construit autour des orientations de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) dont la version finale a été publiée en avril 2020.

Le cadrage macro-économique des scénarios du Bilan prévisionnel est notamment repris de la SNBC. Il prévoit en particulier une croissance démographique portant la population à 71 millions d'habitants en 2050, ainsi qu'une croissance soutenue de l'activité économique avec une croissance du PIB comprise entre +1,3% et +1,7% par an sur la période d'étude, en supposant une relance progressive à l'issue de la crise sanitaire du COVID-19.

La demande d'énergie projetée dans les scénarios de référence s'appuie également sur les orientations de la SNBC. Celle-ci prévoit :

- une **forte réduction de la consommation totale d'énergie** (tous vecteurs confondus) au cours des prochaines décennies, *via* une accélération des actions d'efficacité énergétique mais également des efforts spécifiques de sobriété.
- au sein de la consommation d'énergie, une **croissance modérée de la consommation d'électricité** à l'horizon 2050, les effets baissiers liés à l'efficacité énergétique et à la sobriété étant contrebalancés par un développement des usages électriques en vue de décarboner certains secteurs (dans le bâtiment, les transports, l'industrie).

La trajectoire de référence utilisée dans le cadre du Bilan prévisionnel projette ainsi une consommation d'électricité en hausse à compter de 2030, atteignant de l'ordre de 630 TWh en 2050 contre environ 470 TWh aujourd'hui. Ces volumes intègrent l'utilisation d'électricité pour la production de gaz de synthèse comme l'hydrogène, amenée à se développer largement dans le futur pour décarboner certains secteurs et apporter de la flexibilité au système électrique.

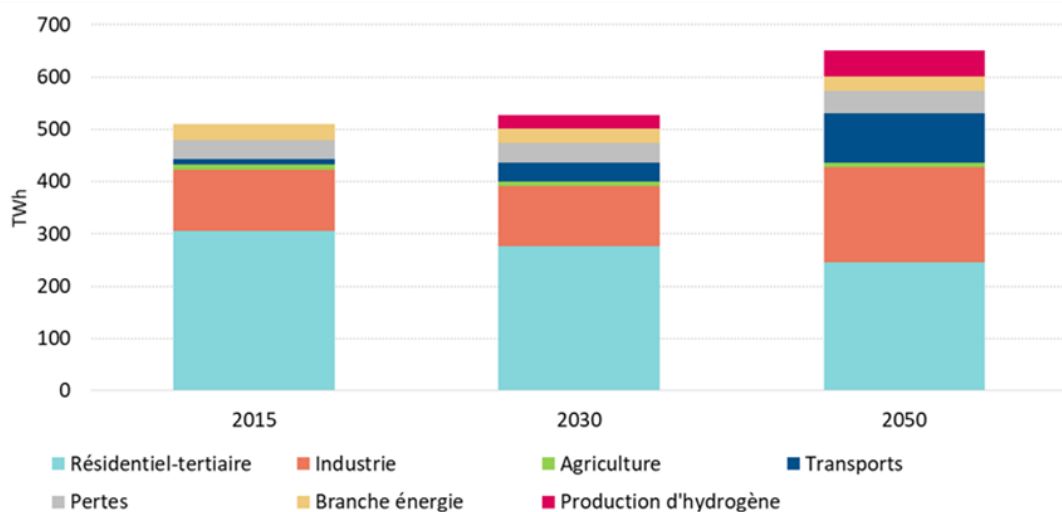


Figure 2. Consommation brute d'électricité dans le scénario AMS de la SNBC (remarque : le périmètre de la SNBC, qui inclut notamment les DOM et la consommation des auxiliaires de production, est légèrement différent de celui du Bilan prévisionnel)

S'agissant de l'évolution du parc de production électrique, les scénarios considérés sont établis à partir des objectifs de la PPE publiée en avril 2020 qui fixe la feuille de route pour l'ensemble du secteur énergétique sur les dix à quinze prochaines années. Celle-ci retient en particulier une accélération du développement des énergies renouvelables (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque) et un déclassement de douze réacteurs (en plus de ceux de Fessenheim) dans les quinze prochaines années, en vue d'atteindre l'objectif de 50% de nucléaire à l'horizon 2035.

Au-delà de 2035, les documents de planification du système énergétique (PPE et SNBC) ne prescrivent pas d'évolutions précises pour les différentes filières de production. Plusieurs options sont ainsi possibles sur la place respective des énergies renouvelables et du nucléaire, et font l'objet des différents scénarios élaborés dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel de long terme.

A l'issue des premiers échanges en groupes de travail, huit scénarios principaux d'évolution du mix électrique ont émergé (aux six scénarios d'étude initiaux ont été ajoutés deux scénarios permettant respectivement d'étudier une configuration avec 100% d'énergies renouvelables en 2050 et un mix reposant à 50% sur le nucléaire en 2050 avec un déclassement plus étalé des réacteurs existants). Ces huit scénarios sont répartis en deux familles de quatre scénarios, qui se distinguent par le choix de relancer ou non un programme de nouveaux réacteurs nucléaires :

- **Quatre scénarios sans nouveau nucléaire, aussi appelés « 100% EnR »** (scénarios M0, M1, M2 et M3). En l'absence de relance d'un programme nucléaire et du fait de l'objectif de décarbonation totale du mix électrique à terme, ces scénarios tendent tous vers un mix reposant à 100% sur des énergies renouvelables, qui est atteint soit en 2050 (scénario M0) soit en 2060 (scénarios M1, M2 et M3). Ils se distinguent essentiellement par la part des différentes filières renouvelables, ainsi que par les inducteurs du développement des énergies renouvelables (recherche du moindre coût, développement de solutions locales...) qui ont eux-mêmes un impact sur le type et la taille des installations qui se développent :
 - le scénario M1 décrit un mix de production électrique réparti de manière diffuse au maximum sur le territoire, ménageant une **part majoritaire à l'énergie solaire** ;
 - le scénario M2 vise à identifier le mix de production renouvelable le plus économe pour la collectivité : il passe en particulier par un **développement important de l'éolien terrestre en exploitant les meilleurs gisements**, le développement de grands parcs photovoltaïques au sol et le développement de parcs d'éolien en mer dans les zones les plus favorables ;
 - le scénario M3 prévoit un **développement des énergies marines poussé à ses limites**, dans le souci de limiter l'emprise des installations renouvelables à terre ;
 - le scénario M0 reprend les principes du scénario M2 tout en prévoyant une **sortie du nucléaire dès 2050** : les rythmes d'installation nécessaires des EnR en sont accélérés.
- **Quatre scénarios avec nouveau nucléaire, aussi appelés « EnR + nucléaire »** (scénarios N0, N1, N2 et N3). Ces scénarios comprennent tous des mises en service de nouveaux réacteurs nucléaires (EPR2) à partir de l'horizon 2035 au plus tard et se distinguent essentiellement par le rythme de développement des nouveaux réacteurs.
 - le scénario N1 prévoit la mise en service d'environ une paire tous les cinq ans à partir de 2035, il conduit à une **part du nucléaire de l'ordre de 20-25% en 2050**, contre 75-80% pour les renouvelables ;

- le scénario N2 prévoit une accélération du programme et nécessite la mise en service d'environ une paire tous les deux ans en moyenne sur la période 2035-2060 : il conduit **le nucléaire à représenter de l'ordre du tiers de la production d'électricité française** en 2050, contre deux tiers pour les renouvelables ;
- le scénario N3 est fondé sur le maintien d'une **cible de 50% de nucléaire** dans le mix électrique au-delà de 2035 : la trajectoire d'installation des réacteurs de troisième génération est très rapide à compter de 2035 et doit faire plus que compenser les fermetures des réacteurs construits dans les années 1980 et 1990 ;
- le scénario N0 atteint la même part du nucléaire en 2050, mais prévoit un **remplacement plus progressif des réacteurs de seconde génération** par des réacteurs de troisième génération de type EPR 2.

Dans le cadre de cette consultation publique, les acteurs sont invités à s'exprimer sur le cadrage des différents scénarios proposés et à confirmer l'intérêt de les intégrer à l'étude, notamment pour les deux scénarios (M0 et N0) ajoutés au cours de la concertation.

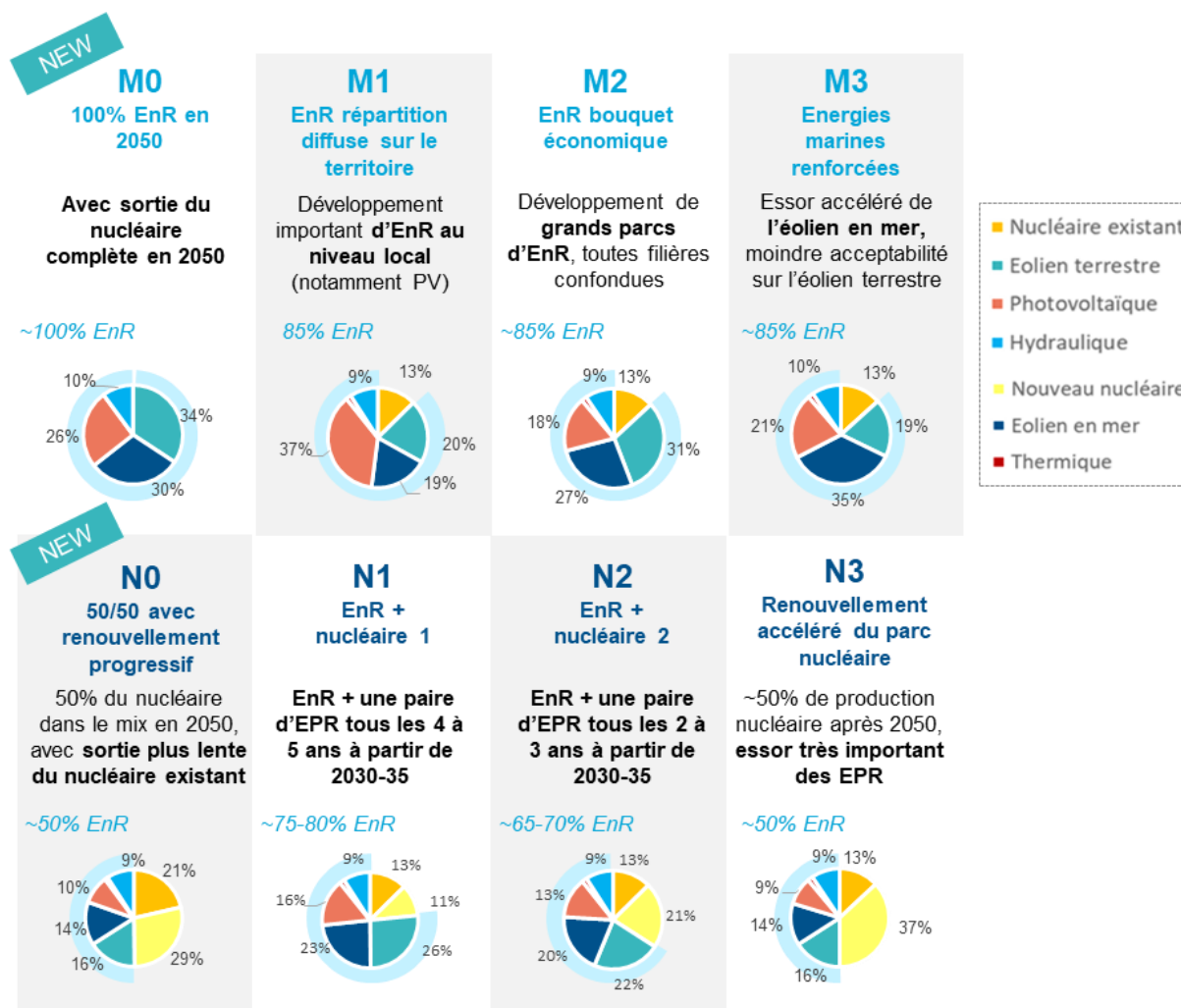


Figure 3. Synthèse des huit scénarios d'étude du Bilan prévisionnel de long-terme (estimations de répartition du mix électrique avant simulations de l'équilibre offre-demande)

De nombreuses variantes et analyses de sensibilité pour tester la robustesse des choix publics sur le mix électrique à différents paramètres

Afin d'évaluer la robustesse des différents scénarios considérés et leur sensibilité à différentes hypothèses reflétant les incertitudes existantes sur l'évolution des technologies, des coûts ou des comportements, **un grand nombre de variantes est intégré à l'analyse.**

Celles-ci couvrent l'ensemble des grandes composantes du système. Elles reprennent en particulier les principales demandes exprimées par les participants aux ateliers de travail lors de la première phase de la concertation, notamment (liste non exhaustive) :

- une étude de l'influence de l'efficacité énergétique et de la sobriété sur la consommation d'électricité ;
- des variantes avec un développement plus important de l'hydrogène et des combustibles de synthèse pour décarboner certains secteurs spécifiques (variante « hydrogène + ») ;
- une analyse approfondie de scénarios de réindustrialisation ou de relocalisation de l'industrie en France, et de leurs impacts sur la consommation énergétique et l'empreinte carbone de la France ;
- des analyses de sensibilité sur le niveau de flexibilité des usages électriques (par exemple sur la recharge des véhicules électriques), en fonction notamment de l'appétence des particuliers ou entreprises pour une gestion flexible de leur consommation ;
- une analyse de diverses trajectoires d'évolution des mix énergétiques dans les pays voisins, afin d'identifier dans quelles mesures l'évaluation des scénarios dépend des politiques énergie-climat des autres pays européens ;
- une étude des impacts du changement climatique sur l'équilibre du système selon plusieurs trajectoires de réchauffement.

Les réponses à la consultation publique conduiront à compléter et préciser la liste des variantes étudiées dans la suite des travaux sur les scénarios à l'horizon 2050-2060.

Une description complète des scénarios énergétiques selon quatre axes d'analyse principaux

L'analyse prospective des scénarios de transition énergétique implique des enjeux de nature multiples. Le travail engagé en concertation a fait émerger une grille d'analyse fondée sur quatre axes principaux, sur lesquels des résultats quantitatifs seront publiés :

- **Le volet technique** consiste à décrire le fonctionnement du système électrique dans les différents scénarios. Il comprendra :
 - une analyse de l'équilibre du système et des **besoins de flexibilité** dans un contexte de développement massif des énergies renouvelables variables ;
 - une description des **besoins de développement du réseau** associés à chaque mix (sous forme de faits stylisés et non d'une liste précise de projets) ;
 - une étude du fonctionnement du système **dans le cadre de stress-tests climatiques** (canicules, grand froid, anticyclones ou périodes de faible vent en France et en Europe...) ;

- un approfondissement des analyses en étudiant le fonctionnement du système selon plusieurs **hypothèses de réchauffement climatique fondées sur les trajectoires du GIEC** (notamment RCP 4.5 et RCP 8.5).
- **Le volet économique** ressort de la première phase de concertation comme une attente importante, étant donné les différentes appréciations sur la compétitivité relative des différents mix de production. Il consiste à **chiffrer le coût des différents scénarios** étudiés :
 - Le chiffrage s'appuiera sur une analyse des **coûts complets** des scénarios à l'échelle de la collectivité (production – réseau – stockage – flexibilité), qui constitue la méthode pertinente pour éclairer les décisions publiques en matière d'énergie. Il ne se basera pas sur une analyse en LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*) qui comporte un certain nombre de biais (facteur de charge exogène, non-prise en compte des différences de services apportés par les différentes technologies...) et ne permet pas de se prononcer sur les coûts complets associés à certaines décisions.
 - Les résultats seront présentés sous forme de fourchettes afin de **rendre compte des incertitudes** actuelles sur (1) l'évolution à long terme du coût des différents modes de production et d'acheminement d'électricité, d'organisation de la flexibilité des usages et de modification de l'appareil productif français et (2) le coût du risque porté par les investisseurs, qui peut varier selon les modes de régulation mis en place.
 - Les projections de coûts proposées pour l'analyse économique sont présentées de manière détaillée dans le cadre de cette consultation publique afin que les parties prenantes puissent s'exprimer sur les valeurs à retenir.
 - L'analyse visera enfin à déterminer **l'économie générale de scénarios de réindustrialisation/relocalisation industrielle** permettant de réduire l'empreinte carbone de la France en s'appuyant et développant un mix de production électrique décarboné compétitif en France.
- **Le volet environnemental** vise à apporter des éléments quantifiés sur les différents scénarios étudiés. Pour apporter un éclairage sur les principaux enjeux remontés dans le cadre de la concertation (changement climatique, protection de la biodiversité, épuisement des ressources naturelles, santé humaine...), ce volet est articulé autour de quatre dimensions spécifiques :
 - un bilan **des émissions territoriales de gaz à effet de serre et de l'empreinte carbone des scénarios**, dans la lignée des récents travaux de RTE ;
 - une quantification de la **consommation de ressources minérales** associée à chaque scénario ;
 - une analyse de **l'emprise sur le territoire (occupation des sols et du domaine maritime)** des configurations étudiées ;
 - un bilan des **volumes de déchets** (notamment déchets nucléaires) dans les différents scénarios.
- **Le volet sociétal** a pour objectif de clarifier les implications des différents scénarios sur les modes de vie, afin que leur « périmètre de validité » soit bien compris :
 - les conditions évaluées dans ce volet portent sur l'acceptabilité des infrastructures, le degré de diffusion des moyens de flexibilité de la consommation et le niveau de sobriété impliqué par les trajectoires de consommation ;

- le travail prévu consiste à expliciter les implications sur ces dimensions mais ne cherchera pas à se prononcer sur leur réalisme ou sur leur désirabilité.

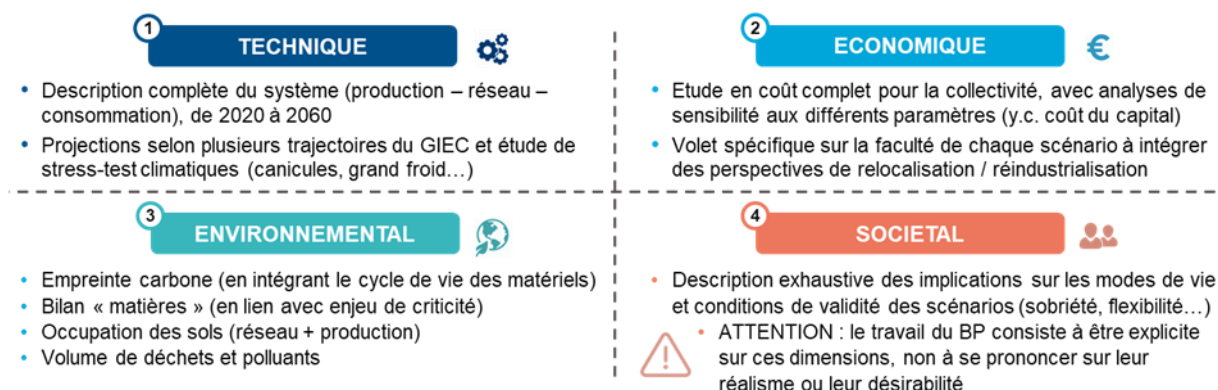


Figure 4. Récapitulatif des quatre principaux axes d'analyse des scénarios du Bilan prévisionnel

Dans le cadre de la présente consultation publique, les parties intéressées sont invitées à s'exprimer sur le cadrage des quatre axes de travail et à partager les hypothèses et références susceptibles d'alimenter les travaux d'analyse sur les plans technique, économique, environnemental et sociétal.

Table des matières

1. Contexte et cadrage général.....	16
1.1. Le contexte : la nécessité d'élaborer des scénarios à l'horizon 2050-2060.....	16
1.2. Le dispositif de concertation : neuf groupes de travail pour mettre en débat l'ensemble du cadrage et des hypothèses.....	17
1.3. Les principaux éléments de cadrage de l'étude	18
2. Quel cadrage démographique et macro-économique d'ensemble pour les scénarios à l'horizon 2050 ?	20
2.1. Un tronc commun d'hypothèses macro-économiques pour tous les scénarios, en cohérence avec le cadrage de la SNBC.....	20
2.2. Des travaux d'analyse spécifiques sur les perspectives de relocalisation de l'industrie en France	22
3. Quelle consommation d'électricité à l'horizon 2050 dans une France neutre en carbone ?	24
3.1. Le cadrage général sur l'évolution de la consommation électrique annuelle	24
3.2. La déclinaison des projections de consommation par secteur et par usage	26
3.3. Les variantes possibles sur la consommation d'électricité	27
4. Quels scénarios de mix de production électrique en France à l'horizon 2050-2060 pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ?	28
4.1. Plusieurs scénarios d'étude classés en deux familles distinctes : avec ou sans programme de nouveau nucléaire	28
4.2. Quelles hypothèses de répartition géographique pour les principaux moyens de production d'électricité ?	50
5. Les trajectoires climatiques : quels effets du réchauffement climatique sur le système électrique à l'horizon 2050 ?	53
5.1. Les effets du climat sur le système électrique : des enjeux importants pour l'équilibre offre-demande à long terme	53
5.2. La modélisation du climat et de ses effets sur le système électrique dans les scénarios de long terme	54
5.3. La modélisation des effets du climat sur la production	55
6. Quels leviers de flexibilité pour équilibrer le système électrique avec un mix reposant plus largement sur les énergies renouvelables ?	57
6.1. Un rôle important pour les différents leviers de flexibilité dans le mix électrique à long terme	57
6.2. Les besoins de flexibilité : l'analyse aux différentes échéances.....	58
6.3. L'offre de flexibilité : les différents leviers considérés dans l'analyse	58

6.4. Les gisements de flexibilité de la demande : des hypothèses déterminantes pour l'étude de la flexibilité dans les différents scénarios	59
7. Quel développement des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques, et notamment de l'hydrogène ?.....	62
7.1. Un développement de nouvelles interfaces entre les différents vecteurs énergétiques attendu à long terme.....	62
7.2. Deux enjeux distincts sur le développement des couplages entre vecteurs énergétiques ..	63
7.3. Plusieurs trajectoires de développement de l'hydrogène proposées dans l'étude	64
8. Quelle transition pour le reste du système énergétique européen et quels impacts sur les choix publics en matière d'énergie en France ?.....	66
8.1. Un système électrique interconnecté qui induit des interdépendances fortes entre les mix électriques des différents pays européens	66
8.2. Le cadrage des hypothèses et scénarios européens	66
9. Quel cadrage pour l'analyse technique du système ?	68
9.1. Des interrogations récurrentes sur les aspects techniques d'équilibrage du système et du réseau dans des scénarios à haute part d'EnR.....	68
9.2. Les différentes problématiques techniques étudiées par RTE.....	68
9.3. Les enjeux spécifiques à l'évolution du réseau	70
10. Quel cadrage pour l'analyse sociétale des scénarios ?	71
10.1. Des scénarios de transition énergétique qui ont des implications fortes sur les modes de vie qu'il convient de décrire précisément	71
10.2. Principes méthodologiques pour la prise en compte des dynamiques sociétales	72
10.3. Les principaux enjeux de l'analyse sociétale	72
11. Quel cadrage pour les analyses environnementales ?	75
11.1. Des enjeux environnementaux multiples qui dépassent la seule question des émissions de gaz à effet de serre	75
11.2. Une analyse approfondie des impacts environnementaux des scénarios, articulée autour de quatre axes.....	76
12. Quel cadrage et quelles hypothèses pour l'évaluation économique des scénarios ?	78
12.1. Un chiffrage économique des scénarios fortement demandé par les parties prenantes	78
12.2. Une méthode centrée sur l'évaluation des coûts complets des scénarios.....	79
12.3. Les hypothèses de coûts unitaires des différentes technologies.....	81
12.4. Le choix du taux d'actualisation à retenir pour l'analyse économique.....	82
Annexe 1 : détails des hypothèses de coûts unitaires proposées pour les différentes technologies	83
Annexe 2 : récapitulatif des questions.....	91

1. Contexte et cadrage général

1.1. Le contexte : la nécessité d'élaborer des scénarios à l'horizon 2050-2060

La trajectoire du mix électrique français jusqu'à l'horizon 2035 est désormais balisée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), dont la version finale a été adoptée par le Gouvernement en avril 2020.

À l'horizon 2050, la part des différentes technologies dans le mix de production et de consommation fait l'objet de nombreuses incertitudes. Si la France est désormais engagée dans l'atteinte de la neutralité carbone à cet horizon (objectif maintenant inscrit dans la loi), la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), qui présente les orientations pour y parvenir, ne précise pas les trajectoires d'évolution possibles du mix électrique à long terme.

A l'échelle des systèmes énergétique et électrique, l'objectif de neutralité carbone implique d'importants enjeux de planification, qui s'inscrivent sur le temps long.

D'une part, les temps d'étude et de construction des infrastructures énergétiques sont de l'ordre de plusieurs années, et prévus pour une durée de vie de plusieurs décennies. Les décisions en matière d'évolution du système électrique (construction de nouveaux moyens de production et développement de nouvelles filières industrielles, développement d'infrastructures de réseau), doivent donc être prises dès maintenant pour espérer une transition significative à l'horizon 2050.

D'autre part, l'état de nos infrastructures électriques nécessite de se mettre rapidement en capacité d'avoir remplacé l'essentiel du parc de production d'ici 2050. En particulier, le parc nucléaire, développé dans le cadre d'un vaste programme entamé dans les années 1980 et achevé à la fin des années 1990 devra progressivement être déclassé d'ici l'horizon 2050-2060.

Le système électrique doit donc faire face à un double défi : une transformation de la production et des usages en vue d'atteindre la neutralité carbone (décarbonation totale, efficacité énergétique et intégration des nouveaux usages) et un renouvellement du parc de production historique. Pour relever ces défis, la planification du système électrique des trente prochaines années se prépare dès maintenant.

RTE est ainsi régulièrement interrogé sur le fonctionnement du mix électrique à des échéances postérieures à 2035, et notamment à l'horizon 2050. Les questions principales du débat public sur l'évolution du système électrique à long terme portent en particulier sur la faisabilité technique d'un système électrique composé à 100% d'énergies renouvelables, sur la nécessité et/ou l'intérêt de disposer d'un socle de moyens de production thermique ou nucléaire ou encore sur la place des différentes filières de production dans le mix de demain (solaire, éolien terrestre, éolien en mer, hydraulique, hydrogène produit par électrolyse...).

Dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel à long terme et en vue d'éclairer le débat public, RTE prévoit donc d'élaborer et d'étudier de manière détaillée plusieurs trajectoires contrastées à l'horizon 2050-2060, qui refléteront plusieurs options possibles pour l'évolution du mix électrique.

La première phase des travaux, engagée depuis mi-2019, a été consacrée au cadrage des travaux et à la caractérisation des scénarios. Elle s'achève le 27 janvier 2021 avec d'une part la publication du rapport conjoint entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie, portant sur les « *conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050* » et d'autre part l'ouverture de la présente consultation

publique sur les futurs scénarios, qui comprend une première description des huit scénarios et de leurs principales variantes, la description de la grille d'analyse et les hypothèses principales qui seront utilisées dans l'étude. Dans le cadre de cette consultation publique, les parties prenantes intéressées peuvent s'exprimer sur l'ensemble du cadrage et des hypothèses du Bilan prévisionnel. Sur chaque thématique, des questions sont proposées pour guider les répondants dans leurs réponses. Un récapitulatif de l'ensemble des questions de la consultation publique est présentée en annexe 2.

1.2. Le dispositif de concertation : neuf groupes de travail pour mettre en débat l'ensemble du cadrage et des hypothèses

Dans la continuité des travaux de prospective réalisés par RTE depuis plusieurs années, et dans une démarche de transparence et de co-construction, l'élaboration des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel est réalisée dans le cadre d'une large concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Des échanges avec les parties prenantes sur le cadrage, les hypothèses et les résultats de l'étude sont ainsi organisés au sein de la Commission Perspectives Système et Réseau et de neuf groupes de travail portant sur des sujets spécifiques (scénarisation, couplages gaz-électricité, modélisation de la production renouvelable ou nucléaire, évolution de la consommation...).

A la fin de l'année 2020, trente réunions de concertation se sont ainsi tenues dans le cadre des analyses du Bilan prévisionnel 2050 et ont permis de rassembler de nombreux participants pour discuter du cadrage global de l'étude et en préciser les hypothèses structurantes. Pour chaque réunion de concertation, RTE a diffusé un document présentant le cadrage, la méthodologie et les principales hypothèses proposées. A l'issue de chaque réunion, les contributions apportées par les parties prenantes ont été prises en compte pour la suite des travaux.

L'ensemble des documents relatifs à la concertation sont publiés et accessibles sur le site de la concertation¹. Dans les sections suivantes, des renvois seront faits à ces documents, invitant le lecteur à les consulter pour obtenir des précisions sur les hypothèses ou la modélisation.

Groupes de travail	Réunions passées
GT 1 « Référentiel climatique »	● ● ●
GT 2 « Consommation »	● ● ● ● ● ● ●
GT 3 « Cadrage et scénarisation »	● ● ●
GT 4 « Interfaces électricité et autres vecteurs »	● ● ●
GT 5 « Dynamiques sociétales »	● ●
GT 6 « Environnement »	● ●
GT 7 « Flexibilités »	● ●
GT 8 « Fonctionnement du système électrique »	● ● ●
GT 9 « Coûts »	● ●
Réunions plénières de la CPSR	● ● ● ●

¹ <https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau>

1.3. Les principaux éléments de cadrage de l'étude

L'objectif du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050 est de présenter et d'analyser plusieurs options possibles pour l'évolution du système électrique en vue d'atteindre la neutralité carbone. L'approche proposée consiste à présenter plusieurs trajectoires contrastées (notamment sur la part des différentes filières de production), reposant sur des narratifs propres et distincts entre les scénarios. Elle ne repose pas sur une optimisation économique qui viserait à calculer un « mix optimal en 2050 », dont les résultats seraient fortement dépendants des hypothèses prises en compte et pourraient difficilement refléter les incertitudes économiques, technologiques ou encore sociétales qui existent à ces horizons de long terme.

Comme pour les précédentes éditions du Bilan prévisionnel, RTE élabore donc, en concertation avec les parties prenantes, plusieurs scénarios de référence de mix électrique. En complément, pour évaluer la robustesse des scénarios, de nombreuses variantes seront également élaborées et analysées.

Par rapport aux précédentes éditions, les questions adressées à RTE sur les scénarios d'évolution du mix, et qui viseront à être traitées dans le Bilan prévisionnel, couvrent cependant un périmètre nettement élargi. **Ces questions portent en particulier sur :**

- **La place des différentes filières dans le mix électrique à long terme**, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone : comme mentionné précédemment, la question porte notamment sur l'intérêt ou la nécessité de disposer d'un socle de moyens nucléaires mais également sur la place et les évolutions envisageables pour les différentes technologies d'énergies renouvelables (éolien à terre ou en mer, solaire photovoltaïque) ou de flexibilité (stockage, flexibilité de la demande...).
- **Les jalons-clés dans la transformation du système vers la neutralité carbone** : les interrogations portent en effet également sur la temporalité des décisions qui permettront d'atteindre un système énergétique décarboné en 2050. Il s'agit ainsi de déterminer à quel moment il est nécessaire de décider et d'investir pour assurer le maintien de l'équilibre offre-demande et pour faire évoluer le mix énergétique, quel peut être le risque de regret associé à certaines décisions ou à l'inverse la valeur d'option associée au développement de certaines technologies. Ces questions emportent des enjeux industriels importants et sont ainsi déterminantes pour la structuration de nouvelles filières technologiques en France et le dimensionnement de ces filières à long terme (filière nucléaire, mais également éolien, photovoltaïque, stockage d'hydrogène...).
- **Le fonctionnement du système électrique à long terme dans un contexte marqué par le réchauffement climatique et par une transformation radicale du mix énergétique** : les questions portent en premier lieu sur la sécurité d'approvisionnement et la gestion de la variabilité de la production d'origine renouvelable mais également sur l'intégration des nouveaux usages, le rôle des couplages avec les autres vecteurs pour l'équilibre du système, ou encore sur l'impact du réchauffement climatique sur la typologie des situations de stress pour l'équilibre offre-demande et le système électrique.
- **Le coût et les implications sociétales et environnementales associés aux différentes options possibles** : les problématiques associées aux choix des scénarios de transition énergétique comprennent classiquement des questions sur les coûts associés à ces scénarios et à la comparaison économique des différentes options. Au-delà de l'aspect économique, les points d'attention dans le débat public portent également de plus en plus fortement sur les conséquences environnementales ou encore sur les implications sur les modes de vie et les choix de société découlant des différentes options de transition.

En conséquence et pour offrir un éclairage utile au débat public sur l'évolution du mix électrique à long terme, le cadrage général des scénarios 2050 du Bilan prévisionnel s'appuiera sur 4 principaux éléments de cadrage et 4 axes d'analyse détaillés ci-dessous.

Principaux éléments de cadrage

1. **Les scénarios doivent s'inscrire en cohérence avec l'objectif de neutralité carbone et le cadre décrit dans la SNBC**, dont la version finale a été publiée le 21 avril 2020. Ceci signifie qu'un certain nombre d'orientations de la SNBC, notamment celles portant sur les consommations énergétiques, seront reprises en hypothèses des scénarios de référence. Des variantes seront cependant réalisées pour tester la robustesse des scénarios à des évolutions différentes du contexte macro-économique et énergétique et ainsi tenir compte des incertitudes pesant sur ces évolutions.
2. **Les scénarios seront décrits sous forme de trajectoires : il s'agira ainsi de préciser le chemin permettant d'y arriver**, et pas uniquement la cible à l'horizon 2050 ou 2060. L'exercice de construction et d'analyse des scénarios est centré sur l'horizon 2050, qui correspond à l'échéance de la neutralité carbone, mais les trajectoires couvriront en pratique l'horizon jusqu'à 2060. Ceci permet de dessiner les premières tendances de « l'après-2050 » et de vérifier que l'équilibre des scénarios ne « tombe » pas en 2060, échéance à laquelle la totalité des réacteurs nucléaires existants devraient être déclassés.
3. **La modélisation des scénarios s'attachera à représenter les effets du changement climatique**. Ces effets peuvent être significatifs à la fois sur l'offre et la demande, par exemple avec l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des canicules, et doivent être intégrés dans le diagnostic sur les scénarios et les besoins de flexibilité associés.
4. **L'analyse sera fondée sur une modélisation détaillée du système électrique à l'échelle européenne, avec une représentation spécifique des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs (hydrogène, chaleur...)**. Elle s'appuiera sur le modèle de simulation développé et utilisé par RTE depuis de nombreuses années dans le cadre des éditions successives du Bilan prévisionnel et accessible en *open-source*. Celui-ci sera ainsi enrichi avec une modélisation affinée des nouveaux usages et de la flexibilité associée ainsi que des couplages avec les autres vecteurs.

Axes de description des scénarios

1. **description technique** : quelles configurations techniques les scénarios impliquent-ils pour le système électrique et le réseau ?
2. **description sociétale** : quelles dynamiques sociétales et citoyennes sont nécessaires pour que le scénario puisse advenir ?
3. **chiffrage économique** : quels coûts complets pour le système ?
4. **analyse environnementale** : quel impact sur le climat, l'utilisation des ressources, la biodiversité, la gestion des déchets ?

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 ?**

2. Quel cadrage démographique et macro-économique d'ensemble pour les scénarios à l'horizon 2050 ?

2.1. Un tronc commun d'hypothèses macro-économiques pour tous les scénarios, en cohérence avec le cadrage de la SNBC

Les scénarios étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel sont définis par un ensemble d'hypothèses, couvrant les différentes composantes de l'économie (démographie, PIB, activité industrielle...) et du secteur énergétique (consommation, production, interfaces avec les autres vecteurs, flexibilité, évolution du mix dans les pays voisins...). Le cadrage de ces différentes composantes est précisé dans la suite du document.

Dans cet ensemble d'hypothèses, le cadre macro-économique retenu a un impact important sur l'équilibre des scénarios et en particulier sur les besoins d'énergie. En effet, la consommation d'énergie et en particulier d'électricité dépend fortement de l'évolution de la population ainsi que de l'activité économique, et plus précisément de l'activité dans chaque secteur.

Historiquement, la consommation d'énergie était ainsi marquée par une forte corrélation à la croissance démographique et économique, avec des taux de croissance annuels élevés sur la fin du XX^e siècle. Si la demande d'énergie s'est stabilisée voire a légèrement baissé au cours des dernières années en France, cette inflexion est en partie liée aux effets de la crise économique de la fin des années 2000 et de la croissance atone qui en a suivi. Si les efforts d'efficacité énergétique et de sobriété jouent également un rôle pour maîtriser la demande d'énergie, il existe aujourd'hui un débat important sur la capacité à découpler totalement la croissance économique et l'évolution de la demande en énergie à long terme.

Pour l'élaboration des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel, RTE propose de retenir le cadrage macro-économique utilisé par les pouvoirs publics pour la SNBC. Ce cadrage intègre ainsi :

- **en matière de démographie, une trajectoire d'évolution de la population française en nette hausse, suivant la trajectoire centrale de l'INSEE².** Celle-ci conduit à une population totale en France métropolitaine continentale de 71 millions d'habitants en 2050³, contre environ 65 millions en 2020. Comme pour la SNBC, les hypothèses démographiques intègrent également un effet « décohabitation » avec une diminution de nombre de personnes par ménage de 0,3% par an en moyenne.
- **en matière d'activité économique, une croissance du PIB soutenue, comprise entre 1,3% et 1,7% par an sur l'ensemble de la période.** Ces hypothèses s'appuient sur les valeurs recommandées par la Commission européenne pour les projections d'émissions de gaz à effet de serre sur la période 2020-2035 (issus du EU Reference scenario 2016) et prolongées à l'horizon 2050. Les hypothèses de croissance sur les premières années sont toutefois corrigées pour tenir compte des effets de la crise sanitaire de la COVID-19. Le reste de la trajectoire est repris de la SNBC et implique donc un

² INSEE, 2017, *Projections de population 2013-2050 pour les départements et les régions*, <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2859843>

³ Le périmètre du Bilan prévisionnel correspond à la France métropolitaine continentale (tandis que le périmètre de la SNBC correspond à l'ensemble du territoire français et inclut donc la Corse et les DOM).

rebond rapide de l'activité économique pour retrouver des niveaux de croissance soutenus dès les prochaines années.

Ces hypothèses de croissance économique, qui peuvent être jugées relativement hautes au regard des évolutions récentes de l'activité économique en France et en Europe, conduiront à définir un cadre de référence plutôt contraint pour le mix énergétique et pour le mix électrique en France. Ainsi, les différents scénarios de référence qui seront considérés dans le Bilan prévisionnel seront compatibles avec une croissance forte du PIB.

Taux de croissance annuel du PIB	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2050
	+1,3 %	+1,4 %	+ 1,7 %	+1,7%

Figure 5. Hypothèses de croissance du PIB utilisées pour l'élaboration de la SNBC

Au-delà de l'hypothèse sur l'évolution de l'activité économique d'ensemble du pays, le cadrage de la SNBC prévoit une relative stabilisation de la part de l'industrie dans le PIB, alors que celle-ci tend à baisser depuis plusieurs décennies. La part de l'activité industrielle dans le PIB se maintiendrait autour de 10% en 2050 (contre environ 11% aujourd'hui). Compte-tenu des hypothèses sur la croissance du PIB, cela implique ainsi une croissance de la valeur ajoutée industrielle sur un rythme annuel moyen d'environ 1,3%.

En complément de ces trajectoires de référence, et conformément aux demandes ayant émergé au cours de la concertation, des variantes pourront être réalisées pour évaluer la robustesse des différents scénarios à des évolutions différentes du contexte macro-économique. En particulier, un travail spécifique sera mené pour étudier des variantes intégrant une réindustrialisation ou relocalisation de l'industrie en France (voir partie 2.2).

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 ?

2.2. Des travaux d'analyse spécifiques sur les perspectives de relocalisation de l'industrie en France

Dans le cadre de la concertation, plusieurs acteurs ont manifesté un intérêt pour l'analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France, en lien avec les choix de politique énergie-climat à l'échelle nationale.

Le point de départ de la réflexion est le suivant : la France a connu une forte désindustrialisation de son économie depuis plusieurs décennies. La part de l'industrie manufacturière dans le PIB est passée de 16% en 1990 à 10% aujourd'hui. Dans le même temps, la désindustrialisation et l'augmentation des imports de produits manufacturés, essentiellement depuis des pays dans lesquels le mix énergétique est plus émetteur de gaz à effet de serre qu'en France, a conduit à une augmentation de l'empreinte carbone du pays alors même que dans le même temps les émissions nationales directes diminuaient. **Dans ce contexte, la relocalisation de l'industrie apparaît comme un enjeu important pour la France en termes économiques et d'emploi, mais également pour la maîtrise et la réduction de l'empreinte carbone de la France.**

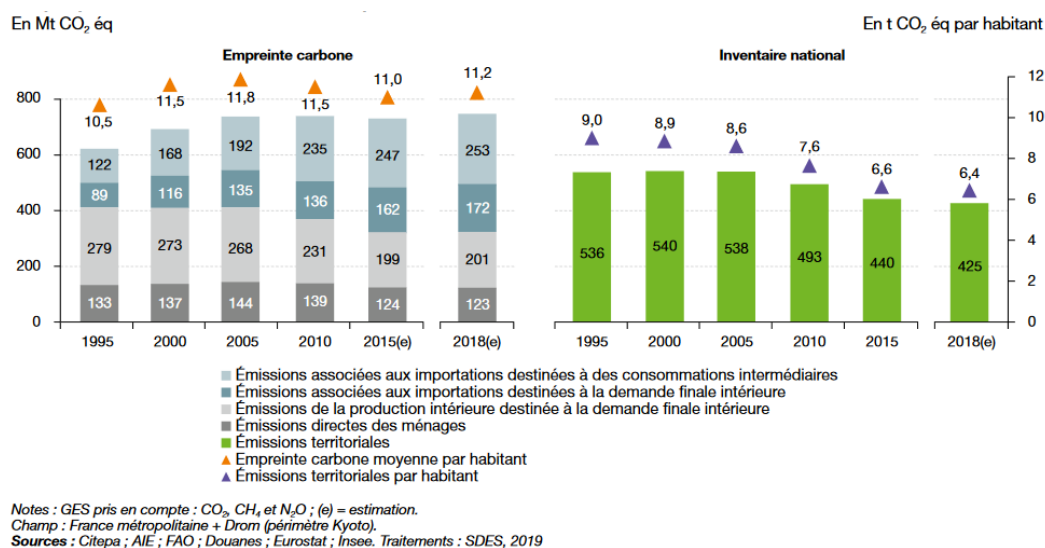


Figure 6. Émissions de GES de l'empreinte carbone et de l'inventaire national de la France (source : SDES, L'empreinte carbone des Français reste stable)

La relocalisation de certaines activités industrielles conduit toutefois à accroître la consommation énergétique des secteurs correspondants en France, et en particulier la consommation d'électricité qui constitue une des principales sources d'approvisionnement d'énergie bas-carbone de l'industrie à long terme. Par conséquent, la relocalisation de l'industrie peut augmenter la pression sur le système énergétique et nécessiter un développement accru de moyens de production d'électricité bas-carbone en France (énergies renouvelables et nucléaire). Ceci rend potentiellement plus contraignant et plus difficile l'atteinte de la neutralité carbone sur les émissions de l'inventaire national. **Il existe ainsi un équilibre à trouver entre politique de réduction des émissions nationales et politique de réduction de l'empreinte carbone.**

Comme mentionné ci-avant, le cadrage de la SNBC prévoit une relative stabilisation de la part de l'industrie dans le PIB (autour de 10%). Bien que ce cadrage prévoie une hausse de l'activité industrielle en France, le scénario de référence de la SNBC conduit à maintenir des importations importantes de la France pour certains biens et services. Ce cadrage est celui qui est repris pour l'élaboration des

trajectoires de référence du Bilan prévisionnel à long terme. La SNBC prévoit en complément une variante « réindustrialisation » qui conduirait à retrouver une part de l'industrie dans le PIB en France de 16% en 2050, qui accroît la demande énergétique et a un effet baissier sur l'empreinte carbone. Les hypothèses associées à cette variante réindustrialisation ne sont toutefois pas détaillées.

Dans le cadre des travaux du Bilan prévisionnel 2050, et en réponse à plusieurs demandes des parties prenantes de la concertation, ces réflexions seront prolongées avec une analyse approfondie de scénarios de relocalisation de l'industrie et des impacts sur l'évaluation des différents scénarios de mix électrique. **RTE propose ainsi d'étudier les enjeux associés à une politique de relocalisation industrielle, intégrant d'une part, une analyse de l'impact d'une relocalisation industrielle en France sur les quantités d'énergies consommées et la capacité à atteindre la neutralité carbone (i.e. neutralité au sens des émissions nationales), et d'autre part, une analyse de l'effet de cette relocalisation industrielle sur l'empreinte carbone de la France :** en relocalisant une partie de la production industrielle, les émissions « importées » en provenance de pays dont les mix énergétiques sont carbonés seraient réduites.

Dans le détail, les échanges menés au cours des premières réunions de concertation ont conduit à préciser le cadrage et à identifier deux types de scénarios possibles de relocalisation de l'industrie en France :

1. **Une première variante envisagera une réindustrialisation sur certains secteurs d'activité spécifiques avec pour objectif d'améliorer la compétitivité nationale là où c'est possible, de favoriser l'emploi ou encore de cibler certains secteurs stratégiques.** Cette stratégie pourra concerner des activités parmi celles sur lesquelles la France dispose d'un tissu industriel robuste ou d'avantages compétitifs mais par forcément sur les activités qui contribuent le plus aux émissions importées. Dans cette variante, l'empreinte carbone de la France est probablement réduite mais il ne s'agit toutefois pas de l'objectif principal. La construction de cette variante s'appuiera en particulier sur l'analyse des évolutions passées de la production industrielle en France et des facteurs expliquant ces évolutions.
2. **Une seconde variante sera centrée sur la relocalisation des secteurs industriels les plus émetteurs de CO2 dans le but de réduire l'empreinte globale du pays** (et pas uniquement les émissions nationales), en ciblant par exemple certaines activités réalisées dans des pays dans lesquels le mix énergétique est très fortement émetteur de gaz à effet de serre).

La déclinaison détaillée des variantes de réindustrialisation / relocalisation sera précisée dans de prochaines réunions de concertation. Elle s'appuiera sur les retours de la consultation publique.

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.) ?**

3. Quelle consommation d'électricité à l'horizon 2050 dans une France neutre en carbone ?

La transition énergétique vers la neutralité carbone nécessite une adaptation des modes de production d'énergie mais également des transformations importantes sur les modes de consommation.

La SNBC prévoit ainsi des évolutions importantes des usages énergétiques : une réduction de la consommation totale d'énergie (division par deux environ par rapport aux niveaux actuels, conformément aux objectifs de la loi de transition énergétique) induite à la fois par une très forte efficacité énergétique dans tous les secteurs et par des efforts de sobriété, et une transition vers les sources et vecteurs bas-carbone, notamment l'électricité.

En particulier, dans le scénario de la SNBC comme dans tous les scénarios visant la neutralité carbone (à l'échelle mondiale, européenne ou nationale), la part de l'électricité dans la consommation d'énergie apparaît en augmentation nette à long terme (passage d'environ 25% aujourd'hui à plus de 50% à l'horizon 2050 dans la SNBC). Ceci constitue une caractéristique importante des scénarios élaborés dans le cadre du Bilan prévisionnel.

3.1. Le cadrage général sur l'évolution de la consommation électrique annuelle

Comme évoqué plus haut, le cadre de référence des scénarios étudiés dans le Bilan prévisionnel long terme s'inscrit autour des orientations de la SNBC (« scénario AMS »), qui décrit notamment l'évolution des niveaux d'efficacité énergétique, des transferts d'usage, des couplages entre l'électricité et d'autres vecteurs énergétiques, ou encore les efforts de sobriété à mettre en œuvre par les consommateurs pour atteindre les objectifs de la neutralité carbone.

Dans le cas de l'électricité, les orientations de la SNBC conduisent à une trajectoire de consommation en hausse significative à l'échelle des trente prochaines années, celle-ci devant atteindre de l'ordre de 630 TWh en 2050, contre environ 470 TWh aujourd'hui (consommation d'électricité en France métropolitaine continentale, incluant les pertes et l'électricité consommée pour la production d'hydrogène mais hors consommation des auxiliaires de production des centrales et des stations de pompage-turbinage)⁴.

Selon ces projections, les effets haussiers sur la consommation électrique (croissance démographique et économique, électrification des usages) sont donc plus importants que les effets baissiers (efficacité énergétique et sobriété). Cette tendance se retrouve ainsi dans la plupart des scénarios existants visant la neutralité carbone.

Dans le détail, les principales évolutions sur la consommation électrique sont les suivantes :

- Dans le secteur des bâtiments (résidentiel-tertiaire), les efforts de rénovation couplés à un développement des solutions de chauffage électriques efficaces (pompes à chaleur) conduit à une consommation en légère baisse pour le chauffage. RTE a ainsi publié, en partenariat avec l'ADEME, un rapport⁵ détaillant l'évolution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 selon les

⁴ <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>

⁵ RTE, ADEME, Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?, décembre 2020 : <https://www.rte-france.com/actualites/evaluation-de-scenarios-possibles-pour-decarboner-le-chauffage-dans-le-secteur-du>

orientations de la SNBC, et les impacts associés. Ces tendances seront prolongées à l'horizon 2050 dans le cadre des scénarios du Bilan prévisionnel long terme.

L'utilisation de l'électricité pour la climatisation dans le secteur résidentiel croît fortement mais représente toujours une faible part de la consommation électrique en 2050 (moins de 10 TWh). S'agissant des usages électriques spécifiques (électroménager, TIC...), l'évolution de la demande est principalement marquée par une poursuite des efforts d'efficacité énergétique dont les effets dépassent les effets haussiers liés au développement de nouveaux usages, notamment numériques. Finalement, la consommation électrique dans les secteurs résidentiels et tertiaires ressort en légère baisse.

- Dans le secteur industriel, la SNBC prévoit une électrification d'un grand nombre de procédés, en vue de leur décarbonation. Cette électrification conduit à une croissance de la consommation d'électricité dans le secteur industriel (180 TWh en 2050 contre environ 110 TWh en 2019). Elle s'appuie sur différentes technologies, dont certaines sont encore à l'état de recherche et développement à ce stade.
- Dans le secteur des transports, le véhicule électrique se développe fortement et devient la solution de référence sur le segment des véhicules particuliers. Dans le transport lourd (bus et camions), le véhicule électrique se développe également mais dans une part plus limitée, d'autres solutions nouvelles étant également développées pour décarboner ce segment (biodiesel, GNV, etc.). Les volumes d'électricité nécessaires pour le secteur des transports augmentent ainsi fortement (environ 100 TWh en 2050) malgré des efforts de sobriété (moindre augmentation du besoin de mobilité par personne), d'efficacité énergétique (efficacité des moteurs) et de modification des parts modales (réduction de la part des véhicules particuliers dans les déplacements de quelques points) qui tendent à limiter l'augmentation.
- S'agissant des couplages avec d'autres vecteurs, la SNBC prévoit en particulier un développement de la production d'hydrogène par électrolyse avec une demande électrique correspondant de l'ordre de 50 TWh à l'horizon 2050. Les dernières orientations publiques décrites en particulier dans la stratégie hydrogène de la France pourraient néanmoins aboutir à une accélération du développement de cette filière et à des volumes plus significatifs à long terme. Ces perspectives seront étudiées dans le cadre de variantes dédiées (voir partie 7).

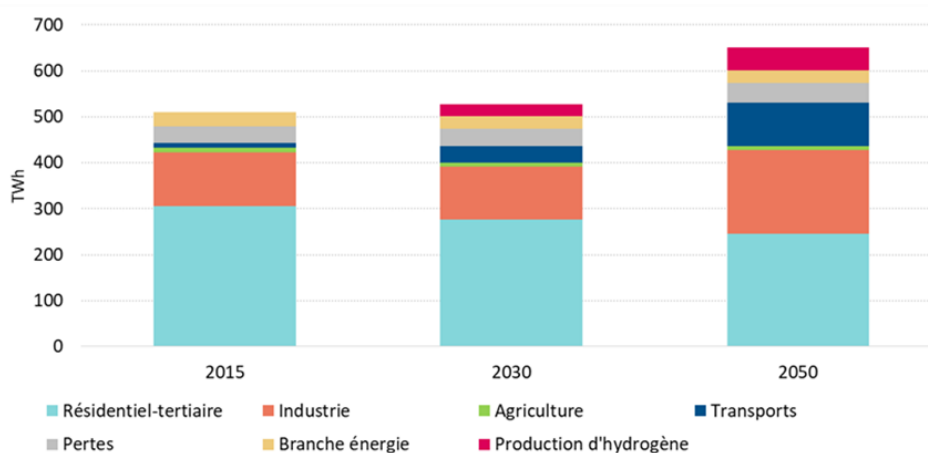


Figure 7. Consommation brute d'électricité selon le scénario AMS de la SNBC (remarque : le périmètre de la SNBC qui inclut notamment les DOM et la consommation des auxiliaires de production est légèrement différent de celui du Bilan prévisionnel)

3.2. La déclinaison des projections de consommation par secteur et par usage

La trajectoire de consommation de référence du Bilan prévisionnel est élaborée en prenant comme référence tous les objectifs et hypothèses associés à la trajectoire de consommation électrique présentée dans le scénario « AMS » de la SNBC (ex : cadrage socioéconomique, nombre de rénovations, production physique des principales branches industrielles, parts modales du transport et trafic, etc.). Les autres hypothèses granulaires non détaillées dans le rapport d'accompagnement de la SNBC s'appuient sur les contributions des parties prenantes participant au groupe de travail sur la « consommation ».

Les problématiques relatives à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et la gestion des appels de puissance au pas horaire ne sont, en revanche, pas évoquées dans la SNBC, ce qui laisse ouverte la question de la flexibilité des usages. Or, **au-delà de l'évolution de la consommation d'électricité totale annuelle, la simulation de l'équilibre du système électrique nécessite de modéliser le profil de la consommation au cours de l'année (au pas horaire dans la modélisation développée par RTE). Pour cela, il apparaît ainsi nécessaire de caractériser plus précisément l'évolution des différents usages électriques et les profils de consommation associés.**

Pour chaque secteur, les évolutions de la consommation sont ainsi déclinées par sous-secteur voire par usage. Dans le secteur résidentiel par exemple, les trajectoires de consommation sont élaborées par empilement d'usages, à partir des modèles de parcs (équipements des différents ménages) et d'hypothèses sur les différentes classes énergétiques et la consommation unitaire des équipements. A partir de 2040, jalon à partir duquel l'horizon de temps est considéré comme étant trop lointain pour utiliser ces modèles de parcs, une modélisation simplifiée est envisagée : des taux de croissance appliqués directement à la consommation unitaire des équipements, sans présumer, par exemple, des classes énergétiques ou des puissances des appareils à la vente.

Cette déclinaison par secteur et par usage conduit ainsi à préciser un certain nombre d'hypothèses et de projections qui ne sont pas détaillées dans les documents associés à la SNBC. Celle-ci est fondée sur une veille des évolutions technologiques et réglementaires, sur l'analyse de tendances passées, sur les résultats tirés d'études externes ou commanditées par RTE, ou encore sur la consultation de différents acteurs. Les principes méthodologiques de ces travaux ont été présentés et discutés en détail avec les parties prenantes lors des différentes réunions du GT2 Consommation⁶, qui ont eu lieu depuis mars 2019. Il s'agit ainsi par exemple de caractériser l'évolution du parc de bâtiments et des systèmes de chauffage pour évaluer la consommation d'électricité associée au chauffage ou encore de préciser l'évolution des usages spécifiques de l'électricité, ces différents usages n'ayant pas le même profil de charge. La construction de cette déclinaison s'appuie naturellement sur les orientations décrites dans la SNBC mais nécessite parfois certaines interprétations lorsque les valeurs ne sont pas spécifiées dans les documents de la SNBC.

L'agrégation des différents usages conduit à ce jour à une trajectoire de consommation proche de celle du scénario SNBC. Les trajectoires pour les secteurs résidentiel et tertiaire ont fait l'objet d'une restitution détaillée à l'occasion du groupe de travail « consommation » du 18 septembre 2020.

⁶ Pour plus de détails, voir les documents du GT2 « Consommation » sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

3.3. Les variantes possibles sur la consommation d'électricité

L'évolution de la consommation d'électricité reste toutefois soumise à de nombreuses incertitudes qui portent en particulier sur le rythme de déploiement des actions d'efficacité énergétique, le rythme de développement des nouveaux usages électriques ou encore sur l'évolution des modes de vie et des comportements des consommateurs. Ces différentes transformations peuvent ainsi se déployer à un rythme différent de celui prévu par la SNBC. Pour évaluer la sensibilité des scénarios à ces différents paramètres, des variantes autour du cadre de référence de la SNBC seront élaborées et étudiées. Ces variantes pourront notamment porter sur :

- 1) **Une tendance à la relocalisation de certains secteurs industriels**, pour des raisons de compétitivité de la filière, de sécurité de la chaîne d'approvisionnement et/ou pour limiter l'empreinte carbone globale de ces secteurs (voir partie 2.2) ;
- 2) **Des analyses de sensibilité autour du rythme d'amélioration de l'efficacité énergétique**, (développement des pompes à chaleur, rénovation des logements, efficacité des équipements chez les particuliers ou des procédés industriels, etc.) afin d'évaluer l'influence sur la consommation électrique d'un éventuel retard ou d'une accélération des efforts par rapport aux orientations prévues par la SNBC ;
- 3) **Des analyses de sensibilité sur la sobriété énergétique** et les impacts sur les projections d'évolution de la consommation électrique associés à des niveaux plus ou moins élevés de sobriété. Le cadrage de la SNBC prévoit déjà des actions spécifiques en matière de sobriété énergétique (sur le chauffage, les besoins de déplacements ou encore le recours aux circuits courts) mais l'analyse de robustesse conduira à explorer des rythmes différents de déploiement des leviers de sobriété ;
- 4) **Une électrification plus poussée, ou au contraire moins marquée, de certains usages** comme le chauffage, la mobilité ou certains procédés industriels ;
- 5) Des analyses de sensibilité du niveau de consommation d'électricité selon différentes hypothèse de démographie ou de **croissance économique**.

Ces variantes ne sont pas entièrement indépendantes les unes des autres et certaines combinaisons peu probables devront être écartées (ex : une très forte sobriété combinée avec une efficacité énergétique peu poussée).

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) ?**

4. Quels scénarios de mix de production électrique en France à l'horizon 2050-2060 pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ?

4.1. Plusieurs scénarios d'étude classés en deux familles distinctes : avec ou sans programme de nouveau nucléaire

A l'issue de la première phase de la concertation (qui visait à définir le cadrage d'ensemble des scénarios) et en cohérence avec les retours exprimés par les parties prenantes dans le cadre des réunions de concertation, des scénarios d'étude ont pu être élaborés et sont proposés dans le cadre de cette consultation publique.

Conformément au cadrage discuté avec les parties prenantes et afin d'apporter des éléments d'éclairage sur l'un des principaux sujets du débat public – la place du nucléaire dans le mix électrique à long terme – les scénarios du prochain Bilan prévisionnel de long terme se diviseront en deux familles distinctes :

- 1) des scénarios avec l'option « nouveau nucléaire » ouverte, aussi appelés scénarios « EnR + nucléaire », ou scénarios « N » ;**
- 2) des scénarios avec l'option « nouveau nucléaire » fermée, aussi appelés scénarios « 100% EnR », ou scénarios « M ».**

Ces scénarios d'étude se distinguent essentiellement par les évolutions respectives du nouveau nucléaire et des différentes énergies renouvelables sur la période 2035-2060.

Pour faciliter la comparaison entre ces scénarios, ces derniers sont définis par un ensemble d'hypothèses communes : il s'agit en particulier des hypothèses sur le contexte démographique et économique (voir partie 2), des orientations sur l'évolution de la consommation électrique (voir partie 3), des choix énergétiques dans les pays voisins (voir partie 8) ou encore des hypothèses d'évolution du parc existant.

Les six premiers scénarios d'étude (M1, M2, M3, N1, N2 et N3), présentés en réunions de concertation au cours de l'année 2020, sont fondés sur une même trajectoire de déclassement du nucléaire⁷. Celle-ci suit les orientations de la PPE jusqu'à 2035 (déclassement de douze réacteurs en plus de ceux de Fessenheim déjà déclassés) puis suppose un panachage entre des fermetures de réacteurs existants à 50 ans de durée de vie ou à 60 ans (qui est l'hypothèse, communément admise, d'âge limite à laquelle les réacteurs pourraient être prolongés) afin de lisser les fermetures et d'éviter « l'effet falaise ». Elle conduit à une capacité résiduelle de l'ordre de 15 GW en 2050. A l'horizon 2060, la totalité des réacteurs nucléaires existants sont déclassés et seul l'EPR de Flamanville pourrait être encore en fonctionnement. Dans le cas où il n'y a pas de renouvellement du parc nucléaire, le mix de production électrique atteint alors un niveau très proche de 100% EnR.

De manière plus générale, les scénarios d'étude principaux proposés à date sont construits en supposant que les orientations de la PPE sont suivies de manière identique jusqu'à l'horizon 2035 : développement des énergies renouvelables selon les rythmes de la PPE prolongées sur la période 2028-2035, déclassement de douze réacteurs nucléaires (en plus de ceux de Fessenheim) pour réduire la part du nucléaire à 50% à l'horizon 2035, etc.

⁷ Pour plus de détails, se référer aux documents du groupe de travail n°3 « scénarisation », notamment celui du 18 juin 2020, accessibles sur le [site public de la concertation](#).

Lors des réunions de concertation organisées en 2020, certaines parties prenantes ont émis le souhait de voir d'autres scénarios étudiés dans le Bilan prévisionnel. Les demandes ont porté en particulier sur deux archétypes de scénarios : d'une part, un scénario atteignant « 100% EnR » dès 2050 (au lieu de 2060 pour les scénarios M1, M2 et M3) et d'autre part, un scénario d'équilibre entre nucléaire et énergies renouvelables (50% de nucléaire et 50% d'EnR) reposant plus largement sur les réacteurs existants. **Ces demandes se sont traduites par l'introduction de deux scénarios supplémentaires (respectivement M0 et N0) qui impliquent en particulier une trajectoire de déclassement du nucléaire différente de celle des autres scénarios (accélérée ou ralentie) et un point de passage à l'horizon 2035 qui peut s'écarter de l'objectif de 50% de nucléaire dans le mix (avec une part de nucléaire légèrement inférieure ou légèrement supérieure).**

Les scénarios d'étude « EnR sans nouveau nucléaire », ou scénarios « M »

Trois scénarios d'étude sans nouveau nucléaire, nommés M1, M2 et M3, ont émergé des premiers échanges en concertation.

Ceux-ci reposent essentiellement sur un développement important des filières éoliennes (à terre et en mer) et photovoltaïque. Les autres sources renouvelables représentent un potentiel de croissance qui reste limité. En effet, le potentiel de développement de la capacité hydraulique en France est très limité car la quasi-totalité des sites propices ont déjà été équipés. Le développement des bioénergies pour la production électrique est quant à lui limité par les orientations de la SNBC, qui prévoit de privilégier l'utilisation de la biomasse pour la production de chaleur directe ou de biogaz, plutôt que pour la production d'électricité⁸.

Les scénarios M1, M2 et M3 se distinguent finalement essentiellement par la part des trois filières renouvelables principales (éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque), ainsi que par les inducteurs du développement des énergies renouvelables (recherche du moindre coût, développement de solutions locales...) qui ont eux-mêmes un impact sur le type et la taille des installations qui se développent :

- le **scénario M1** décrit un mix de production électrique réparti de manière diffuse au maximum sur le territoire, ménageant une part majoritaire à l'énergie solaire ;
- le **scénario M2** vise à identifier un mix de production renouvelable de moindre coût pour la collectivité : il passe en particulier par un développement important de l'éolien terrestre en exploitant les meilleurs gisements, le développement de grands parcs photovoltaïque au sol et le développement de parcs d'éolien en mer posés plutôt que flottants ;
- le **scénario M3** prévoit un développement des énergies marines poussé à ses limites, dans le souci de limiter l'emprise des installations renouvelables à terre ;

Ces scénarios sont aussi appelés « scénarios 100% EnR » dans la mesure où l'absence de construction de nouveaux réacteurs nucléaires et la sortie des combustibles fossiles dans la production d'électricité (qui représente dès aujourd'hui une part très limitée de la production électrique en France) conduit à ce que le mix électrique tende vers 100% EnR à long terme. Pour les scénarios M1, M2 et M3, cette

⁸ Dans les fiches descriptives des scénarios présentées dans la suite de cette section, il est indiqué un chiffre de ~5 GW de capacité installée pour les bioénergies. Celui-ci constitue néanmoins un maximum, susceptible d'être révisé à la baisse dans le cadre des simulations détaillées.

caractéristique n'est néanmoins pas nécessairement atteinte en 2050 : ainsi, selon la trajectoire de déclasserement des réacteurs existants utilisée en référence pour les différents scénarios d'étude, le nucléaire existant pourrait représenter de l'ordre de 15 GW en 2050, soit de l'ordre de 10% à 15% de la production électrique à cet horizon en fonction des scénarios (valeur à préciser à l'issue des simulations). En 2060 en revanche, la totalité des réacteurs existants auront atteint l'âge de 60 ans et seront supposés déclassés, le mix atteignant alors 100% EnR dans les trois scénarios évoqués ici.

Au cours des différentes réunions de travail sur le cadrage des scénarios menées en 2020, de nombreux participants ont souligné l'intérêt d'étudier un scénario atteignant 100% d'EnR dès 2050. Ceci a conduit RTE à ajouter un scénario « 100% EnR » supplémentaire à l'étude :

- **le scénario M0 prévoit ainsi l'atteinte d'un mix 100% EnR dès 2050.** Il implique un déclasserement accéléré du parc nucléaire existant par rapport à la trajectoire de référence utilisée dans les autres scénarios et un développement accéléré des EnR pour compenser les fermetures de réacteurs nucléaires. En particulier, un tel scénario conduirait probablement à devoir accélérer le développement des EnR et le déclasserement des réacteurs d'ici 2035, selon un rythme plus rapide que celui défini dans la PPE. Ce type de scénario pourrait par ailleurs se combiner à des trajectoires différentes sur l'évolution de la demande électrique, en supposant néanmoins que celles-ci ne fragilisent pas l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Il convient de noter que l'expression « 100% EnR » ne signifie pas l'absence totale de capacités thermiques ou de capacités de stockage dans le mix électrique à long terme. Ainsi, certaines installations fonctionnant au biogaz ou encore à l'hydrogène de synthèse seront vraisemblablement nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans ce type de scénario (les centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles seront en revanche exclues à long terme, conformément à l'objectif de décarbonation totale de la production d'énergie en 2050). Dans la mesure où ces gaz seront produits à partir de sources renouvelables (biomasse ou électricité décarbonée), leur utilisation pour la production d'électricité ne remettra pas en cause le caractère « 100% renouvelable » des scénarios considérés.

Les scénarios d'étude « EnR + nouveau nucléaire », ou scénarios « N »

Trois scénarios d'étude nommés N1, N2 et N3, ont émergé des premiers échanges en concertation. Ils intègrent le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires qui seraient mis en service à partir de la période 2030-2035. Les trois scénarios proposés se distinguent essentiellement par le rythme de développement des nouveaux réacteurs :

- **le scénario N1** est fondé sur un développement de nouveaux réacteurs EPR par paires, sur un rythme de mise en service d'une paire tous les cinq ans environ à partir de 2035.
- **le scénario N2** intègre un développement accéléré par rapport au scénario précédent, avec un rythme d'environ une paire tous les deux ans. Le cadrage de ce scénario pose une question sur le dimensionnement du parc d'énergies renouvelables qui accompagne le développement du nouveau nucléaire : il s'agit de définir si le volume de capacités EnR installées est adapté afin de couvrir le même niveau de production totale d'électricité en France que dans les autres scénarios étudiés (ce qui est fait par le nucléaire vient réduire ce qui doit être produit par les EnR) ou si le niveau de développement des EnR est supposé invariant par rapport au scénario N1, quitte à

obtenir un potentiel d'électricité décarbonée plus important, permettant ainsi une plus forte décarbonation des usages en France ou à l'étranger. A ce stade, les hypothèses et chiffres sont présentés en privilégiant la première option, mais des variantes pourront néanmoins être étudiées ;

- le **scénario N3** cible un maintien de la part du nucléaire dans le mix électrique autour de 50% : ceci implique un développement de nouveau nucléaire très nettement accéléré par rapport aux deux scénarios précédents (capacité précise à évaluer à l'issue des simulations), y compris dès la période 2035-2040.

Ces trois scénarios sont présentés avec une répartition similaire entre les filières d'énergies renouvelables, correspondant à une forme de continuité par rapport à la répartition entre éolien et photovoltaïque proposée par la PPE, avec une toutefois une accélération possible sur l'éolien en mer.

Au cours des différents ateliers de travail sur le cadrage des scénarios, plusieurs participants ont souligné l'intérêt d'étudier un scénario d'équilibre entre nucléaire et énergies renouvelables reposant plus largement sur les réacteurs existants (donc avec un rythme de déclassement plus lent que celui envisagé aujourd'hui). Ceci a conduit RTE à ajouter à l'étude un scénario « EnR + nucléaire » supplémentaire :

- le **scénario N0** est fondé sur une répartition à 50/50 entre nucléaire et énergies renouvelables, avec un renouvellement plus progressif du parc nucléaire existant. Dans un tel scénario, la plupart des réacteurs existants seraient prolongés jusqu'à 60 ans de durée de vie et déclassés à cette échéance (cette durée de vie de 60 ans reste considérée comme étant la limite de prolongation des réacteurs de 2e génération dans ce scénario). Ce type de scénario conduirait aussi à ralentir le déclassement des réacteurs envisagé par la PPE d'ici 2035. Il permettrait de tester une configuration accordant une part importante au nucléaire dans le mix électrique, mais qui reposerait sur une relance plus progressive de construction de nouveaux réacteurs.

Comme pour le scénario M0, la construction du scénario N0 impliquerait un point de passage à l'horizon 2035 différent de celui projeté par les orientations de la PPE. Dans le scénario N0, la part du nucléaire dans le mix électrique serait ainsi légèrement supérieure à l'objectif de 50% inscrit dans la loi (vs légèrement inférieure pour M0). Le paramétrage de ces scénarios alternatifs sera précisé en fonction des retours de la consultation.

Synthèse des huit scénarios d'étude

Les grands équilibres des huit scénarios d'étude évoqués ci-dessus sont représentés sur la figure suivante. Les estimations présentées sur cette figure, et de manière plus générale, celles qui apparaissent sur les pages suivantes sont très largement provisoires et pourront être revues en fonction des retours de la concertation et des résultats de simulation.

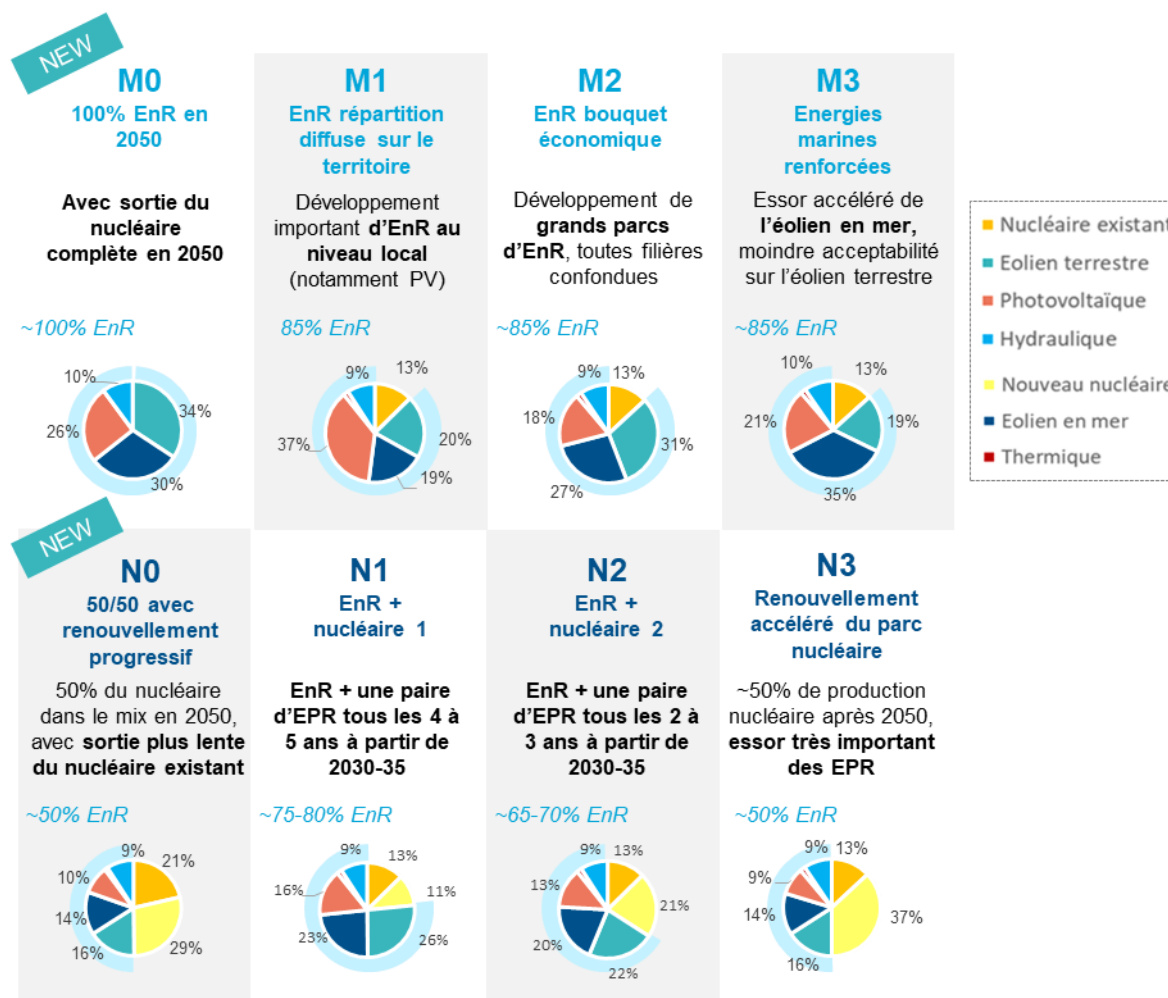


Figure 8. Schéma récapitulatif des 8 scénarios d'étude

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 ?

Scénario M1 : répartition diffuse d'EnR sur le territoire

Caractéristiques principales du scénario

Ce scénario est caractérisé par un développement très important des énergies renouvelables, réparti de manière diffuse sur le territoire national et porté par des acteurs locaux participatifs ou par des collectivités locales.

Ce développement se concentre en particulier sur la filière photovoltaïque, avec une logique de large diffusion de panneaux solaires sur tout le territoire, y compris dans les régions les moins ensoleillées. En particulier, le scénario M1 nécessite une accélération du rythme d'installation des panneaux sur petites et grandes toitures et de l'autoproduction chez les particuliers, les commerces et les petites entreprises, associée à des solutions de flexibilités telles que le stockage ou les flexibilités de la demande. Cette dynamique implique une forte compétitivité de la filière photovoltaïque et suppose certaines innovations technologiques.

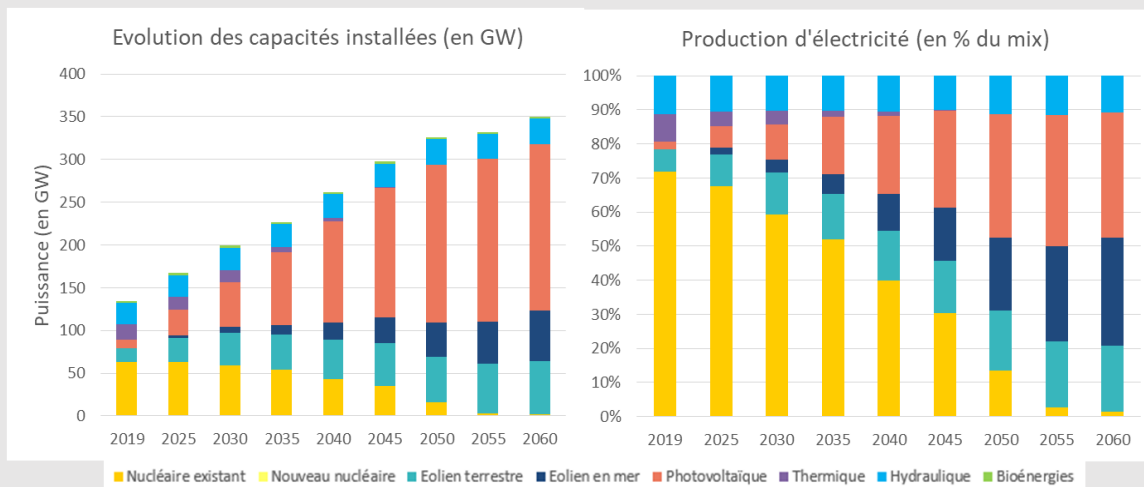
Si le scénario repose notamment sur un développement marqué du solaire diffus, l'atteinte de tels volumes de production photovoltaïque impose également le développement de grands parcs.

L'éolien terrestre se développe de manière modérée, avec une orientation vers des projets citoyens ou en associant les acteurs locaux, conduisant à une répartition des parcs sur le territoire. L'éolien en mer suit les ambitions « hautes » de la PPE jusqu'en 2030, puis s'accélère, mais avec un rythme plus limité que dans les autres scénarios d'étude (mise en service d'environ 1,5 GW par an).

Le nucléaire existant suit la trajectoire de déclasserement de référence pour atteindre 15 GW en 2050 et zéro ou presque en 2060. Par définition, aucun nouveau réacteur nucléaire n'est prévu dans ce scénario.

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (*estimations avant simulations*)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~185 GW	 Eolien terrestre : ~55 GW	 Eolien en mer : ~40 GW	 Nucléaire : ~15 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Ce scénario pose un certain nombre d'enjeux et de défis, en particulier s'agissant du rythme de développement de la filière photovoltaïque et de son insertion dans le mix énergétique. Les enjeux spécifiques de ce scénario portent notamment sur :

- **La répartition géographique des parcs et le niveau de portage des projets d'EnR par les territoires, les acteurs locaux et la société civile.** Le scénario M1 suppose notamment une répartition équilibrée des parcs de production sur le territoire national, sans se limiter uniquement aux régions dotées des facteurs de charge les plus élevés (soit les régions les plus venteuses pour l'éolien et les régions les plus ensoleillées pour le photovoltaïque) ;
- **Les perspectives économiques de la filière photovoltaïque :** malgré les baisses de coût des panneaux, une telle accélération peut nécessiter un certain nombre d'innovations ou de ruptures technologiques, permettant de poursuivre la baisse des coûts et/ou d'accélérer le taux d'équipement (ex. mise en place et généralisation de « fenêtres solaires ») ;
- **La capacité à atteindre un tel rythme d'installations photovoltaïques au regard des trajectoires historiques,** et les conditions nécessaires pour lever d'éventuels verrous ;
- **Les enjeux d'adaptation du réseau, en particulier du réseau de distribution,** associés au raccordement d'un très grand nombre d'installations sur le réseau de basse tension ;
- **Le bouquet de flexibilités nécessaires** pour équilibrer un mix électrique composé à plus d'un tiers d'électricité photovoltaïque, dont le profil de production spécifique (absence de production la nuit, faible production l'hiver) induit des besoins spécifiques ;
- **Sur le plan environnemental, une attention sera portée à l'utilisation de matières (notamment métaux critiques)** nécessaires au développement des filières d'EnR, et à l'insertion environnementale des énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque.

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 ?

Scénario M2 : bouquet économique d'EnR

Caractéristiques principales du scénario

Ce scénario est caractérisé par un développement très important de l'ensemble des filières d'énergies renouvelables, porté par l'installation de grands parcs. Sa logique répond à une volonté d'optimisation économique qui conduit à cibler les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendements et permettant des économies d'échelle.

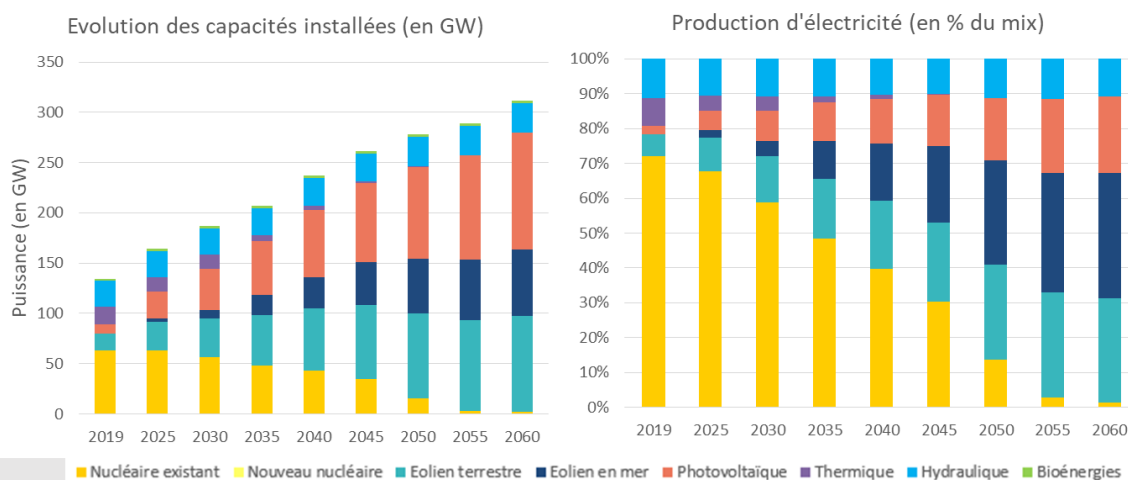
Dans ce scénario, la répartition de la capacité installée entre les filières EnR et leur implantation sur le territoire répond ainsi à une logique de minimisation des coûts. Ce principe conduit notamment au développement important de grands parcs éoliens, à la fois sur terre et en mer. Le développement de la filière photovoltaïque est également rapide et articulé notamment autour de grands parcs au sol.

Dans le détail, pour atteindre ce mix, l'éolien terrestre se développe à un rythme soutenu, prolongeant le rythme décrit dans la PPE jusqu'en 2050. Il s'articule autour de grands parcs situés dans les zones avec le meilleur facteur de charge (les plus venteuses). Une part importante de la production solaire provient largement de grandes fermes solaires au sol dans les régions les plus ensoleillées. L'éolien en mer se développe sous la forme de grandes installations posées et flottantes dans les zones les plus propices en mutualisant autant que possible les infrastructures de réseau associées.

Le nucléaire existant suit la trajectoire de déclassement de référence pour atteindre 15 GW en 2050 et zéro ou presque en 2060. Par définition, aucun nouveau réacteur nucléaire n'est prévu dans ce scénario.

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (*estimations avant simulations*)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~90 GW	 Eolien terrestre : ~85 GW	 Eolien en mer : ~55 GW	 Nucléaire : ~15 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Les enjeux et défis associés à ce scénario portent en particulier sur le développement des filières éoliennes terrestre et en mer. Les analyses de RTE se penchent notamment sur :

- **La répartition géographique des parcs et le niveau d'acceptabilité des grands projets d'EnR.**
Le scénario M2 suppose l'installation de grands parcs principalement dans les régions permettant les facteurs de charge les plus élevés. En France, ces principes pourraient conduire à une concentration des parcs et à une répartition géographique marquée : des grands parcs photovoltaïques dans le sud, de l'éolien terrestre dans les régions les plus venteuses (en particulier le nord et l'est, mais également le Poitou ou le Languedoc) de l'éolien en mer sur le littoral à l'ouest et en Méditerranée. Un enjeu spécifique porte sur l'identification des possibles conflits d'usage induits par cette logique économique et sur ses conditions d'acceptabilité ;
- **Les perspectives technico-économiques de la filière éolienne :** si la filière éolienne a vu ses coûts fortement baisser au cours des dernières années, l'accélération de son développement peut reposer sur différents facteurs (améliorations techniques, innovations technologiques, régimes d'autorisation et délai d'instruction). Pour l'éolien en mer, le scénario N2 implique une montée en puissance rapide selon une enveloppe de coûts maîtrisés, avec un enjeu spécifique pour l'éolien flottant dont le niveau de maturité technologique n'est pas le même que celui de l'éolien posé ;
- **La capacité à atteindre un rythme d'installations soutenu sur la période 2030-2060, notamment pour l'éolien terrestre** (construction, procédures administratives, raccordement au réseau, etc.), et les conditions nécessaires pour lever d'éventuels verrous ;
- **Le bouquet de flexibilités nécessaires** pour équilibrer un mix électrique tendant vers 100% EnR et les besoins de réseau associés à ce type de mix ;
- **Sur le plan environnemental, une attention sera portée à l'utilisation de matières (notamment métaux critiques) et aux enjeux d'emprise et d'insertion environnementale** du parc de production renouvelable.

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 ?

Scénario M3 : énergies marines renforcées

Caractéristiques principales du scénario

Ce scénario est caractérisé par la volonté de mettre fortement l'accent sur les énergies marines et en particulier de l'éolien en mer, et *a contrario* par le souci de limiter l'emprise de l'éolien terrestre. Il étudie ainsi les caractéristiques et implications d'un développement de la filière d'éolien maritime « poussé à ses limites ».

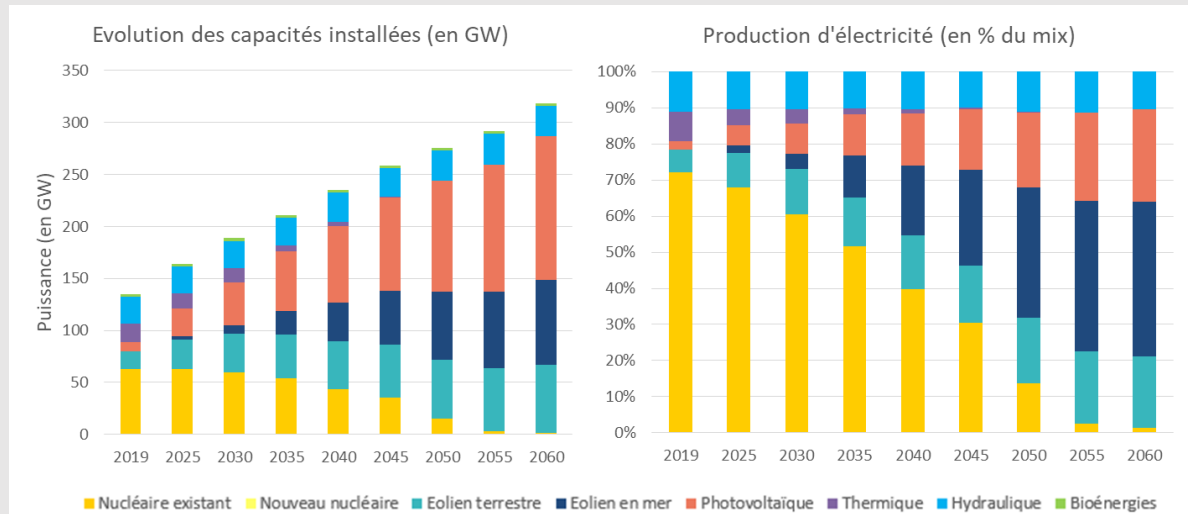
Dans ce scénario, la capacité de l'éolien terrestre augmente plus lentement à partir de 2030, une fois les meilleurs gisements déjà exploités et pour tenir compte de contraintes d'acceptabilité. Le bouclage du scénario repose alors sur l'éolien en mer avec une forte accélération du rythme d'installation à partir de l'horizon 2035 et un rythme extrêmement soutenu jusqu'en 2060. Ce développement est d'abord essentiellement porté par des installations d'éoliennes dites « posées », puis, à partir des années 2030, par des parcs d'éoliennes « flottantes » une fois les installations devenues plus rentables. A terme, les éoliennes flottantes constituent les trois quarts des installations éoliennes en mer à l'horizon 2060. Ce type de développement implique une utilisation systématique des espaces marins propices et la recherche d'une mutualisation des infrastructures avec les pays voisins.

Le développement d'autres filières d'énergies marines renouvelables peut également intervenir à l'horizon 2040-2050 pour accompagner l'éolien en mer. Le photovoltaïque se développe également à un rythme important sur tous les segments (panneaux photovoltaïques au sol et sur toitures).

Le nucléaire existant suit la trajectoire de déclasserement de référence pour atteindre 15 GW en 2050 et zéro ou presque en 2060. Par définition, aucun nouveau réacteur nucléaire n'est prévu dans ce scénario.

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (estimations avant simulations)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~105 GW	 Eolien terrestre : ~55 GW	 Eolien en mer : ~65 GW	 Nucléaire : ~15 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Ce scénario pose un certain nombre d'enjeux et de défis spécifiques, en particulier pour l'insertion de l'éolien en mer dans le système électrique. Les analyses de RTE portent notamment sur :

- **La répartition géographique des parcs et les conditions d'acceptabilité nécessaires à l'essor des grands projets éoliens en mer.** Le scénario M3 suppose l'installation de grands parcs au large des côtes françaises, sur toutes les façades maritimes, et implique une réflexion sur le partage du domaine maritime avec d'autres usages (pêche, etc.) et sur l'acceptabilité locale. Il conduit potentiellement aussi à des contraintes de transit importantes sur le réseau de transport ;
- **Les perspectives économiques de la filière éolienne en mer :** si les coûts des parcs éoliens en mer posés ont fortement baissé au cours des dernières années, des interrogations existent sur l'évolution du coût complet de ces installations à long terme, dans un contexte où les parcs éoliens pourraient progressivement se situer à des distances plus lointaines des côtes – renchérissant les coûts de raccordement – et être situés dans des zones moins venteuses. Un enjeu spécifique porte sur les coûts de l'éolien flottant, qui n'est aujourd'hui pas au même stade de maturité que l'éolien posé alors qu'il représenterait une large part de la production d'électricité dans ce scénario.
- **Le développement potentiel d'autres filières d'énergies marines :** afin de ne pas trop saturer l'utilisation de l'espace maritime par des parcs éoliens en mer, ce scénario pourrait à long terme s'appuyer sur d'autres énergies marines comme l'hydrolien ou l'énergie marémotrice. Ceci nécessiterait que ces technologies puissent passer à un stade industriel à ces horizons ;
- **La capacité à permettre un rythme d'installations d'énergies marines aussi important, de manière soutenue sur la période 2030-2060** (construction, procédures, raccordement, etc.) et les enjeux en matière de dimensionnement industriel de la filière ;
- Les besoins de flexibilité, les renforcements de réseau (dans un scénario marqué par un fort développement de la production dans l'ouest et le sud de la France) et les couplages d'énergie susceptibles d'accompagner l'intégration massive de la production éolienne en mer.
- Les impacts du développement de l'éolien en mer sur l'environnement, et plus précisément sur l'emprise au sol des littoraux et la biodiversité marine.

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 ?

Scénario M0 : 100% EnR en 2050

Caractéristiques principales du scénario

Le scénario M0 est construit autour de l'objectif d'atteindre 100% d'électricité produite à partir de sources renouvelables dès 2050. Pour y parvenir, le rythme de développement des filières éoliennes et solaire doit être accéléré, l'hydraulique doit atteindre le plus rapidement possible son potentiel maximal, et la trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires doit être accélérée.

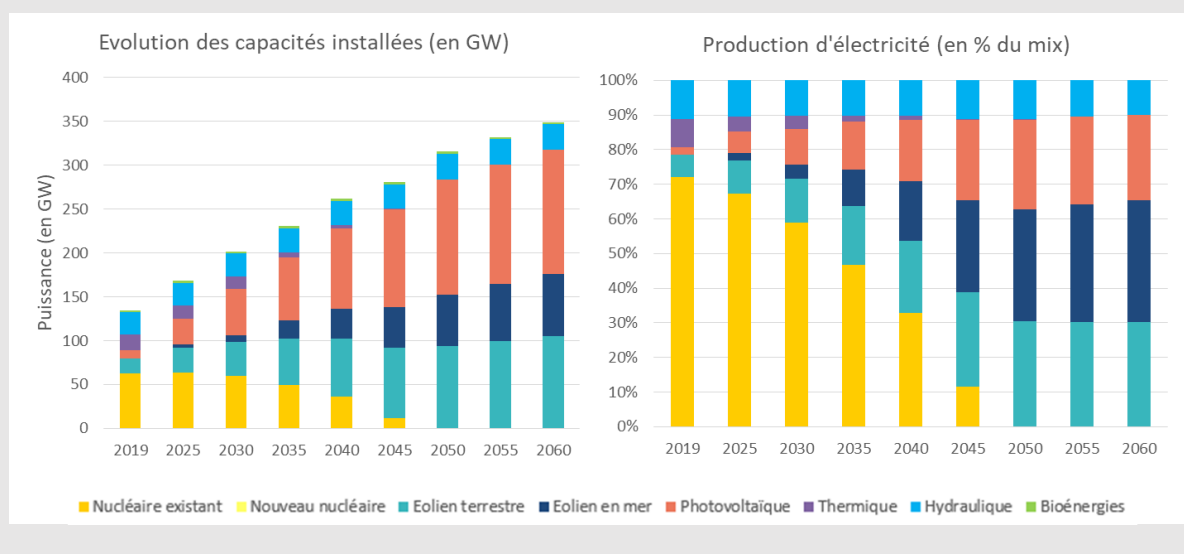
Dans ce scénario, le développement de toutes les filières d'énergies renouvelables s'accélère dès les années 2020, au moins selon le rythme haut prévu par la PPE (environ +2,5 GW par an pour l'éolien terrestre, + 4 à 5 GW par an pour le photovoltaïque). Au-delà de la prochaine décennie, ce rythme de développement élevé se poursuit pour l'éolien terrestre et s'accélère même pour le photovoltaïque et l'éolien en mer, filières pour lesquelles les capacités industrielles se déploient pleinement à partir de l'horizon 2030. Le scénario implique de privilégier dans un premier temps les régions disposant des meilleurs facteurs de charge (régions les plus venteuses ou les plus ensoleillées), puis un déploiement sur l'ensemble des gisements accessibles.

La trajectoire de déclasserement du nucléaire doit également être accélérée afin d'organiser la sortie du nucléaire avant 2050. La plupart des réacteurs sont déclassés à l'occasion de leur cinquième visite décennale. Pour lisser les fermetures et éviter « l'effet falaise », le nombre de réacteurs déclassés sur les quinze prochaines années est plus important que celui par la PPE, conduisant ainsi à une part du nucléaire dans le mix électrique inférieure à 50% à l'horizon 2035.

Le scénario M0 repose également sur le développement massif de solutions de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement, et le déploiement anticipé de dispositifs afin d'assurer la stabilité du système électrique avec la réduction des moyens de production synchrones.

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (estimations avant simulations)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~130 GW	 Eolien terrestre : ~95 GW	 Eolien en mer : ~60 GW	 Nucléaire : 0 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Ce scénario soulève des enjeux particuliers, certains communs aux scénarios M1, M2 et M3 et d'autres spécifiques à l'accélération impliquée par le scénario M0.

- La trajectoire du scénario M0 repose sur une accélération très rapide du rythme d'installation des énergies renouvelables et un développement plus rapide des flexibilités, alors que davantage de réacteurs nucléaires devraient être fermés. **Une analyse spécifique sur le plan de la sécurité d'approvisionnement** sur la première période du scénario (2020-2035) est alors indispensable.
- Plus encore que M1, M2 et M3, le scénario M0 repose sur un changement d'échelle très rapide dans le rythme d'installation des énergies renouvelables. Plus que dans d'autres scénarios, la non-atteinte de cet objectif engendre un **risque de non-respect de la trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre** en France. L'analyse de ce risque fait partie des enjeux principaux associés à ce scénario M0.
- **L'analyse des liens entre le mix de production prévu dans le scénario M0 et l'évolution de la consommation d'électricité est également à approfondir.** Le scénario M0 pourrait être facilité par un degré plus poussé de sobriété énergétique (dans le respect du cadrage de la SNBC, tous les scénarios intègrent néanmoins déjà la perspective d'un développement de la sobriété), une acceptation plus importante de la flexibilité des usages, voire une différenciation des objectifs de qualité d'alimentation en électricité selon le type d'usage.
- L'ensemble des enjeux associés au scénario M2 sur le rythme d'installations des renouvelables concernent également le scénario M0 : compétitivité des filières EnR et perspectives économiques, faculté à tenir à un programme d'équipement massif sur les trente prochaines années, capacité à installer de grands parcs solaires et à utiliser au maximum le potentiel de développement de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer posé en France, conditions d'acceptabilité associées à un tel programme.
- **L'accélération du déclasserement des centrales nucléaires** existantes (avec des fermetures qui peuvent concerner plus de 20 GW en 5 ans) implique une trajectoire différente de celle de la PPE.
- **Le besoin de flexibilité et de dispositifs d'inertie du réseau** pour permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement et la stabilité d'un système électrique composé à 100% d'énergies renouvelables, en grande partie non pilotables et ne reposant pas sur des machines synchrones.

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 ?

Scénario N1 : EnR et nouveau nucléaire 1

Caractéristiques principales du scénario

Ce scénario est caractérisé par le lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, développés par paire sur des sites existants. Il s'accompagne du développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu afin de compenser la baisse du productible liée au déclasserement des réacteurs de deuxième génération prévu entre 2025 et 2060, tout en permettant l'atteinte de la neutralité carbone.

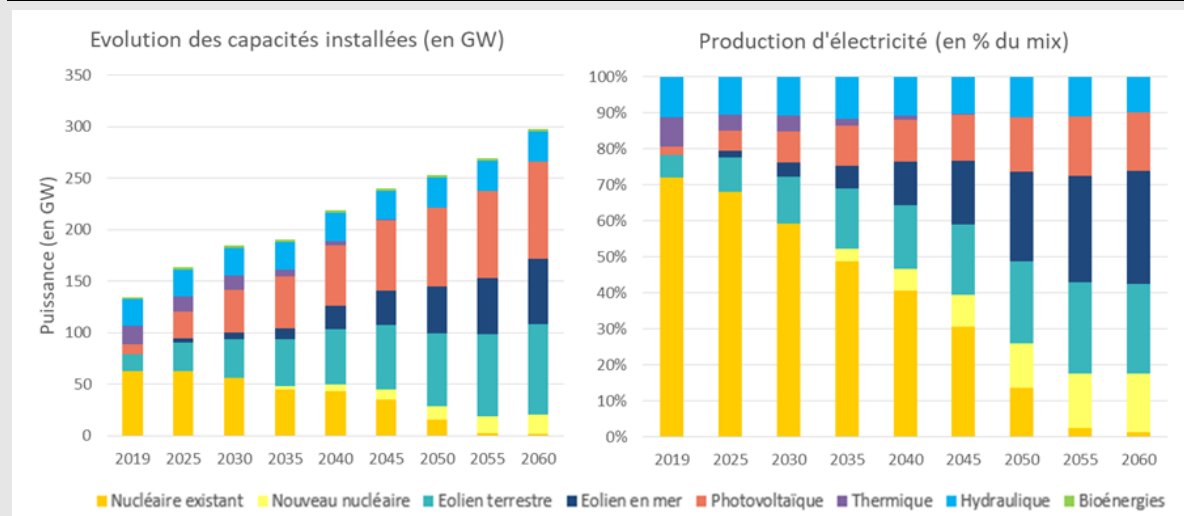
Le programme de nouveau nucléaire considéré dans le scénario N1 serait lancé dès les années 2020 afin de permettre une première mise en service de nouveaux réacteurs au plus tard à l'horizon 2035. Il serait ensuite basé sur des mises en service au rythme d'une paire tous les 5 ans, conduisant à environ 8 nouveaux EPR mis en service à l'horizon 2050 (soit de l'ordre de 15 GW). Les nouveaux réacteurs sont supposés correspondre à des EPR 2, développés par paires sur des sites existants, afin de bénéficier des optimisations économiques liées aux effets de paires et de série.

Un tel programme ne suffisant pas à compenser le déclasserement des centrales nucléaires existantes, le scénario N1 repose sur un développement très soutenu des énergies renouvelables pour compenser cette baisse de productible. Celles-ci seraient réparties selon une logique s'apparentant à celle du scénario M2, dans la continuité des orientations de la PPE mais avec une possible accélération sur l'éolien en mer.

En suivant ces trajectoires, le mix électrique en 2050 pourrait être constitué d'environ 20 à 25% de production nucléaire et 75 à 80% de production issue des énergies renouvelables (estimations provisoires qui seront précisées à l'issue des simulations).

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (estimations avant simulations)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~75 GW	 Eolien terrestre : ~70 GW	 Eolien en mer : ~45 GW	 Nucléaire : ~15 + 13 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Ce scénario soulève un certain nombre d'enjeux et de défis, pour l'ensemble des filières de production et pour le système électrique. Les analyses de RTE se pencheront notamment sur :

- **La capacité de la filière nucléaire à mettre en service des nouvelles installations nucléaires dès 2035 puis à suivre le rythme imposé sur la période 2035-2060** (construction, procédures administratives, raccordement au réseau de transport, etc.) ;
- **L'emplacement géographique des nouveaux réacteurs**, avec une attention particulière sur les contraintes de disponibilité dans un contexte de changement climatique (notamment pour les réacteurs situés sur les fleuves) et sur les impacts en matière de réseau (notamment si les nouveaux réacteurs conduisent à une concentration de la capacité dans certaines zones) ;
- **La répartition géographique des parcs et le niveau d'acceptabilité des grands projets d'EnR.** Le scénario N1 suppose l'installation à un rythme soutenu de grands parcs principalement dans les régions dotées des facteurs de charge les plus élevés ;
- **Les besoins de flexibilités associés à ce scénario de mix électrique et les enjeux en matière de modulation de la production nucléaire et/ou de couplage avec d'autres vecteurs.** Le scénario N1 est en effet marqué par une part importante des énergies renouvelables et pourrait conduire à des périodes d'abondance de la production renouvelable dans lesquelles le nucléaire serait susceptible de moduler pour compenser la variabilité des énergies renouvelables. Pour éviter la modulation du nucléaire, ce scénario pourrait s'accompagner d'un développement marqué du stockage et / ou de couplages importants entre électricité et gaz de synthèse ;
- **Les coûts économiques associés au développement d'une filière de nouveau nucléaire**, au rythme d'une paire de réacteurs tous les 5 ans dès 2035 et la viabilité économique des réacteurs nucléaires en lien avec les questions de modulation citées ci-dessus ;
- **Les conséquences sociétales et environnementales associées à ce mix**, et notamment celles associées à la gestion des déchets nucléaires découlant de l'exploitation de nouveaux EPR.

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 ?

Scénario N2 : EnR et nouveau nucléaire 2

Caractéristiques principales du scénario

Le scénario N2 se distingue par le lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs nucléaires (au moins en partie sur des sites existants) accompagné par un développement des énergies renouvelables à un rythme toujours soutenu mais moindre que dans N1 et les scénarios M, afin de compenser la baisse du productible liée au déclassement des centrales existantes, tout en atteignant la neutralité carbone.

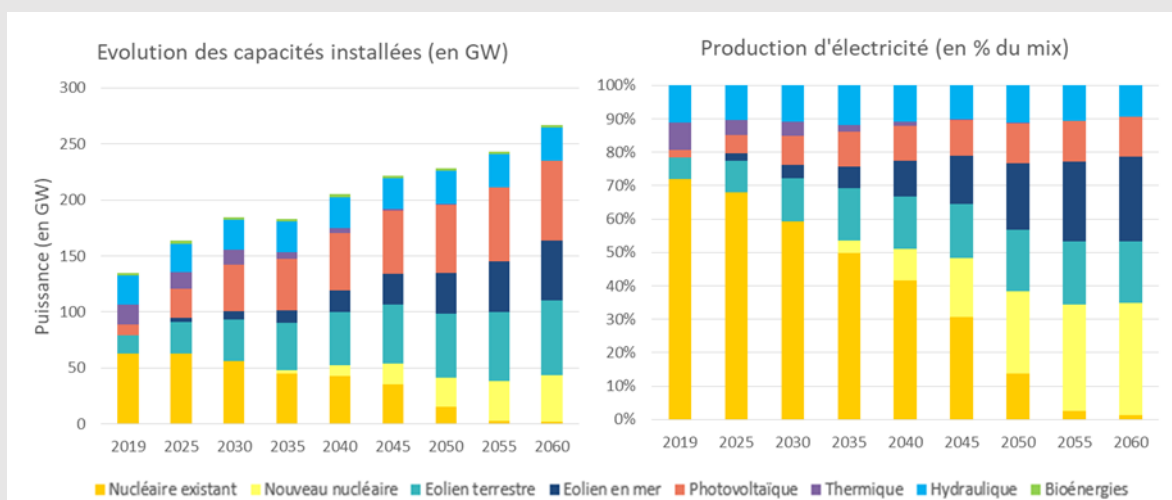
Le programme de nouveau nucléaire considéré dans le scénario N2 serait lancé dès les années 2020 afin de permettre une première mise en service en 2035 au plus tard, puis des mises en service cadencées au rythme d'une paire tous les 2 ou 3 ans environ (rythme 2 fois plus élevé que dans le scénario N1). Comme dans le scénario N1, les nouveaux réacteurs nucléaires seraient développés de manière privilégiée en s'appuyant sur des paires d'EPR construites sur des sites existants, afin de bénéficier d'un effet de « paire » sur la réduction des coûts du nucléaire.

Un tel programme aboutit à porter à plus de 20% la part du nouveau nucléaire dans le mix en 2050, ce qui ne suffit pas à compenser le déclassement des réacteurs nucléaires existants. Ainsi, le scénario N2 repose également sur une poursuite du développement des EnR selon un rythme proche de celui prévu par la PPE sur les prochaines années. La capacité renouvelable est néanmoins inférieure à celle du scénario N1 en vue d'aboutir à un productible total similaire.

En suivant ces trajectoires, le mix électrique en 2050 pourrait être constitué d'environ 30 à 35% de production nucléaire et 65 à 70% de production issue des énergies renouvelables (estimations provisoires qui seront précisées à l'issue des simulations).

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (*estimations avant simulations*)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~60 GW	 Eolien terrestre : ~57 GW	 Eolien en mer : ~35 GW	 Nucléaire : ~15 + 25 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Ce scénario soulève des enjeux et défis en partie similaires à ceux du scénario N1, mais avec des interrogations spécifiques liés à l'accélération du rythme de mise en service du nucléaire :

- **La capacité de la filière nucléaire à mettre en service des nouvelles installations nucléaires selon un rythme rapide** et les conditions qui rendront possible une telle trajectoire ;
- **L'emplacement géographique des nouveaux réacteurs**, dont le nombre important conduit à utiliser de nombreux sites existants répartis un peu partout sur le territoire français. Plus encore que dans le scénario N1, une attention particulière sera portée aux conditions permettant l'implantation des nouveaux réacteurs, aux contraintes de disponibilité dans un contexte de changement climatique (notamment pour les réacteurs situés sur les fleuves) et aux impacts éventuels en matière de réseau (notamment si les nouveaux réacteurs conduisent à une concentration de la capacité nucléaire dans certaines zones) ;
- **La possibilité de coupler un rythme rapide de mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires à un développement soutenu des énergies renouvelables**, afin d'augmenter le potentiel de production d'électricité bas-carbone et favoriser la décarbonation d'usages supplémentaires en France ou à l'étranger ;
- **Les besoins de flexibilités associés à ce scénario de mix électrique et les enjeux en matière de modulation de la production nucléaire et/ou de couplage avec d'autres vecteurs**. Comme pour le scénario N1, la part élevée des énergies renouvelables dans le mix peut conduire à une modulation de la production des nouveaux réacteurs nucléaires et des enjeux technico-économiques spécifiques associées à cette caractéristique ;
- **Les coûts unitaires associés au développement des nouveaux réacteurs nucléaires**, dans un contexte où le rythme rapide de mise en service des nouveaux réacteurs ne permettrait peut-être pas de capitaliser suffisamment sur le retour d'expérience entre les différentes mises en service et donc de bénéficier d'un effet d'apprentissage moindre ;
- **Les conséquences sociétales et environnementales associées à ce mix**, et notamment celles associées à la gestion des déchets nucléaires découlant de l'exploitation de nouveaux EPR.

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 ?

Scénario N3 : 50% de nucléaire

Caractéristiques principales du scénario

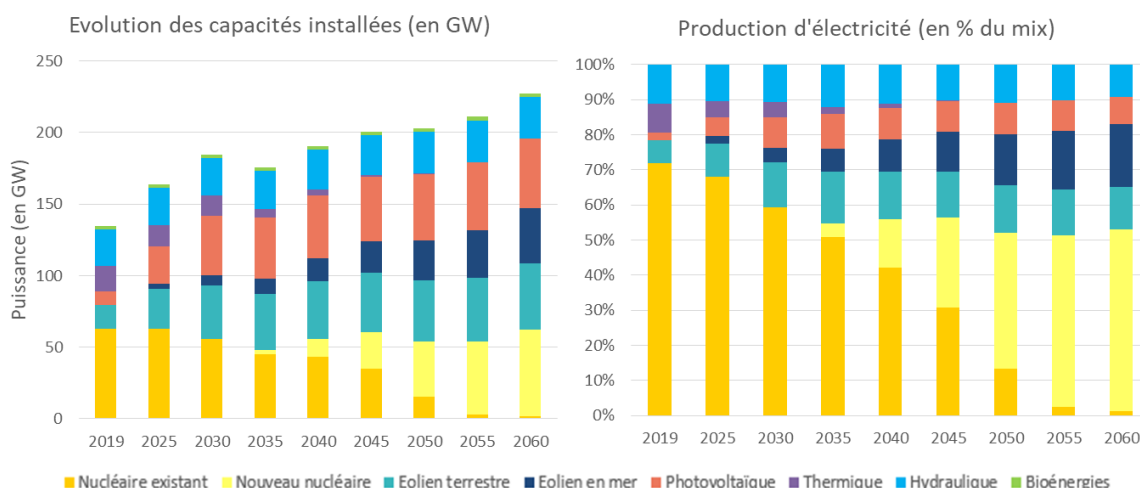
Le scénario N3 est construit autour de l'objectif de maintenir à une part de 50% de l'énergie d'origine nucléaire au-delà de 2035. Il conduit à étudier les caractéristiques et implications d'un programme très volontariste de renouvellement du parc nucléaire, « poussé à ses limites ».

Dans ce scénario, le programme de nouveau nucléaire serait lancé dès les années 2020 afin de permettre des premières mises en service à l'horizon 2035 au plus tard puis avec un rythme de développement suffisant pour maintenir environ 50% du mix électrique en 2050. Le nombre de réacteurs à développer n'est ici pas une hypothèse exogène mais résulte du bouclage en énergie et puissance, en tenant compte de la modulation induite par les EnR. Il apparaît très supérieur à celui prévu dans les scénarios N1 et N2, les nouveaux réacteurs devant compenser le déclassement des réacteurs nucléaires historiques tout en permettant une augmentation de la consommation.

Le scénario fait apparaître deux phases distinctes. La période 2020-2035 serait marquée par un développement soutenu des énergies renouvelables, conformément aux orientations de la PPE, conduisant à équiper les meilleurs sites. Durant cette période, la capacité de production nucléaire baisserait avec des fermetures essentiellement programmées à l'horizon de la cinquième visite décennale des réacteurs. La période 2035-2060 serait consacrée au remplacement du parc nucléaire existant via mise en service accélérée de réacteurs de troisième génération. Le développement de l'éolien et du solaire se poursuivrait, mais à un rythme plus faible. Ce séquençage implique que la première phase soit mise à profit pour préparer la filière nucléaire à la mise en service de réacteurs selon un rythme qui n'a plus été atteint depuis le début des années 1990, tout en assurant l'arrêt puis le démantèlement des installations existantes mises à l'arrêt.

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (estimations avant simulations)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~40 GW	 Eolien terrestre : ~40-45 GW	 Eolien en mer : ~25-30 GW	 Nucléaire (estim) : ~15 + ~40 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Ce scénario soulève un certain nombre d'enjeux et de défis spécifiques, en particulier pour la filière nucléaire. Les analyses devront notamment porter sur :

- **Les implications du scénario sur la capacité industrielle nécessaire de la filière nucléaire pour permettre la mise en service de nouveaux réacteurs à un rythme très rapide sur la période 2035-2060** (construction, procédures administratives, raccordement au réseau, etc.), et les conditions économiques et industrielles nécessaires pour y parvenir ;
- **Les technologies de production nucléaire pouvant être développées pour accompagner les besoins de croissance du parc** : la trajectoire présentée dans N3 repose sur des EPR 2, mais des participants à la concertation ont également suggéré d'étudier d'autres technologies comme les petits réacteurs modulaires (SMR).
- **La cohérence des rythmes d'installation prévus pour les différents types de moyens de production impliqués par le rythme particulier du scénario N3**. Celui-ci est en effet structuré autour de l'alternance d'une période de fort développement des renouvelables (2020-2035) et d'une période de fort développement du nucléaire de troisième génération avec ralentissement du développement des ENR. Les avantages/inconvénients respectifs des scénarios N3 et N0 seront en particulier comparés à l'aune de ce critère.
- **L'emplacement géographique des nouveaux réacteurs**, et les contraintes associées à la volonté de n'utiliser que des sites existants **et les enjeux en matière de réseau** (raccordement et adaptation du réseau), liés à la mise en service d'un très grand nombre de nouveaux réacteurs ;
- **Les conditions industrielles et coûts économiques associés au développement d'une filière de nouveau nucléaire**, selon un rythme très soutenu.
- **Les conséquences sociétales et environnementales associées à ce mix**, et notamment celles associées à la gestion des déchets nucléaires découlant de l'exploitation d'un grand nombre de nouveaux réacteurs nucléaires.

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 ?

Scénario N0 : 50% de nucléaire avec déclasserement progressif

Caractéristiques principales du scénario

Le scénario N0 est construit autour de l'objectif de disposer d'un mix de production électrique équilibré, reposant à parité sur les énergies renouvelables et le nucléaire à horizon 2050. Contrairement au scénario N3, le remplacement des réacteurs de seconde génération par de nouveaux réacteurs s'effectue de manière plus progressive en ralentissant la fermeture des centrales existantes.

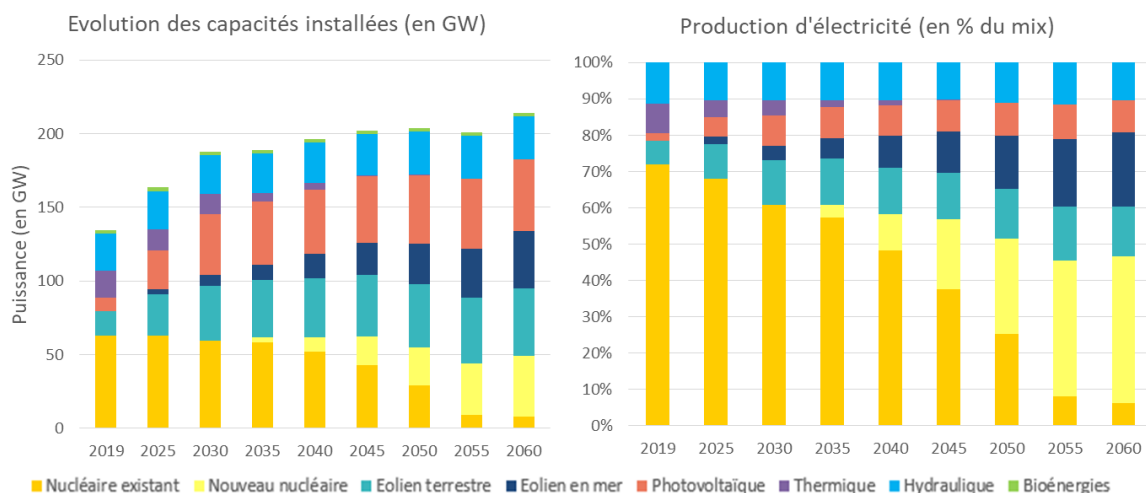
Dans ce scénario, le programme de nouveau nucléaire serait lancé dès les années 2020 afin de permettre des premières mises en service à l'horizon 2035 au plus tard puis avec un rythme de développement suffisant pour maintenir environ 50% du mix électrique en 2050.

Contrairement au scénario N3, le scénario N0 prévoit d'exploiter davantage certains réacteurs du parc nucléaire actuel (toujours dans le respect de la limite de 60 ans, commune à tous les scénarios du présent document), ce qui conduit à ce que la part du nucléaire demeure légèrement supérieure à 50% de la production en 2035. Ceci permet de réduire le besoin de mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires sur la période 2035-2045 et de prévoir une montée en puissance plus progressive de la filière, en concentrant le besoin de nouveaux réacteurs sur la période 2045-2060 (période où seraient concentrées l'essentiel des fermetures de réacteurs actuels, qui ont été pour la plus grande partie mis en service dans les années 1980 et 1990).

Le scénario s'appuie également sur un développement soutenu des énergies renouvelables, pour toutes les filières (éolien terrestre, éolien en mer, solaire, hydraulique), similaire à celui du scénario N3 mais moindre que dans tous les autres scénarios.

Evolution des capacités installées et de la production d'énergie (*estimations avant simulations*)

Capacités installées en 2050			
 Photovoltaïque : ~45 GW	 Eolien terrestre : ~40-45 GW	 Eolien en mer : ~25-30 GW	 Nucléaire (estim) : ~30 + ~25 GW
 Hydraulique : ~30 GW	 Bioénergies : ~5 GW	 Thermique : Résultat simulations	 Flexibilités : Résultat simulations



Enjeux et considérations techniques, économiques, sociétales et environnementales

Ce scénario soulève un certain nombre d'enjeux et de défis spécifiques, en particulier pour la filière nucléaire (existante et EPR). Les analyses de RTE se penchent notamment sur :

- Les conditions de réussite du scénario, qui impliquent en particulier de porter à 60 ans l'exploitation de la majeure partie du parc actuel. La trajectoire d'évolution du parc nucléaire de seconde génération de N0 reprend ainsi, entre 2020 et 2035, celle du scénario *VoIt* du Bilan prévisionnel 2017. En cas d'impossibilité technique (par exemple au moment des cinquièmes visites décennales) ou de décisions contraires de l'Autorité de sûreté nucléaire, un **risque de non-atteinte des trajectoires climatiques** existe si la capacité de production à base d'énergies renouvelables n'a pas été développée suffisamment dans le même temps.
- **L'objectif d'exploiter l'essentiel des réacteurs existants jusqu'à 60 ans de durée de vie représente également des enjeux industriels** (capacité à assurer la maintenance et à gérer le vieillissement de l'ensemble de la flotte nucléaire, gestion de l'effet « falaise » sur les fermetures entre 2050 et 2060 **et sociétaux** (acceptabilité par la population).
- **Les implications du scénario sur la capacité industrielle nécessaire de la filière nucléaire pour suivre le rythme de mise en service de nouveaux réacteurs** (construction, procédures administratives, raccordement au réseau, etc.), et les conditions économiques et industrielles nécessaires pour y parvenir ;
- **La cohérence des rythmes d'installation prévus pour les différents types de moyens de production (nucléaire et EnR)**. Les avantages/inconvénients respectifs des scénarios N3 (fort développement des EnR d'ici 2035 puis ralentissement) et N0 (développement des EnR lissé sur l'ensemble de la période 2020-2060) seront en particulier comparés à l'aune de ce critère.
- **L'emplacement géographique des nouveaux réacteurs**, et les contraintes associées à la volonté de n'utiliser que des sites existants **ainsi que les enjeux en matière de réseau** (raccordement et adaptation du réseau), liés à la mise en service d'un très grand nombre de nouveaux réacteurs ;
- **Les conséquences sociétales et environnementales associées à ce mix**, et notamment celles associées à la gestion des déchets nucléaires découlant de l'exploitation d'un grand nombre de nouveaux réacteurs nucléaires.

Question 13 – scénario N0 : 50% de nucléaire avec déclasséement 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 opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

4.2. Quelles hypothèses de répartition géographique pour les principaux moyens de production d'électricité ?

Tels qu'ils sont décrits ci-dessus, les scénarios du Bilan prévisionnel présentent une vision macroscopique des parcs de production à l'échelle nationale. **Les analyses engagées par RTE, notamment sur le volet réseau, impliquent également de projeter à différentes mailles géographiques les phénomènes de transition énergétique que les différents scénarios envisagent, puis à en évaluer les impacts sur les plans technique, économique et environnemental.**

Les principes de localisation des parcs de production sont en partie adhérents au récit porté par les différents scénarios. Un scénario fondé sur le développement de parcs de production renouvelable de grande taille (tel que le scénario M2) conduira à une répartition géographique bien différente de celle qui favorise une répartition diffuse des énergies renouvelables sur le territoire (tel que le scénario M1).

Localisation des filières de production d'EnR

L'exercice de localisation des moyens de production d'électricité renouvelable résulte d'un croisement de critères techniques, économiques et sociétaux qui permettent de définir des gisements (surfaces) accessibles pour chaque technologie. **Certains critères conduisent ainsi à exclure l'accès des énergies renouvelables à certaines zones, de manière à représenter les contraintes sociétales et environnementales limitant l'implantation des parcs éoliens (à terre ou en mer) ou photovoltaïques :**

- obstacles géographiques et topographiques : pentes, massifs, carrières, étendues d'eau... ;
- obstacles d'infrastructures : distance aux routes, aux aéroports, aux voies ferrées, aux ports... ;
- espaces naturels protégés, ou présentant des conflits d'usages (sols ou espace maritime) ;
- proximité d'habitations, de lieux de patrimoine ou d'installations particulières (radars militaires...).

Des considérations liées à l'acceptabilité sociale des installations de parcs renouvelables entrent également en compte. Le paramètre de la distance aux habitations est par exemple un facteur clé dans

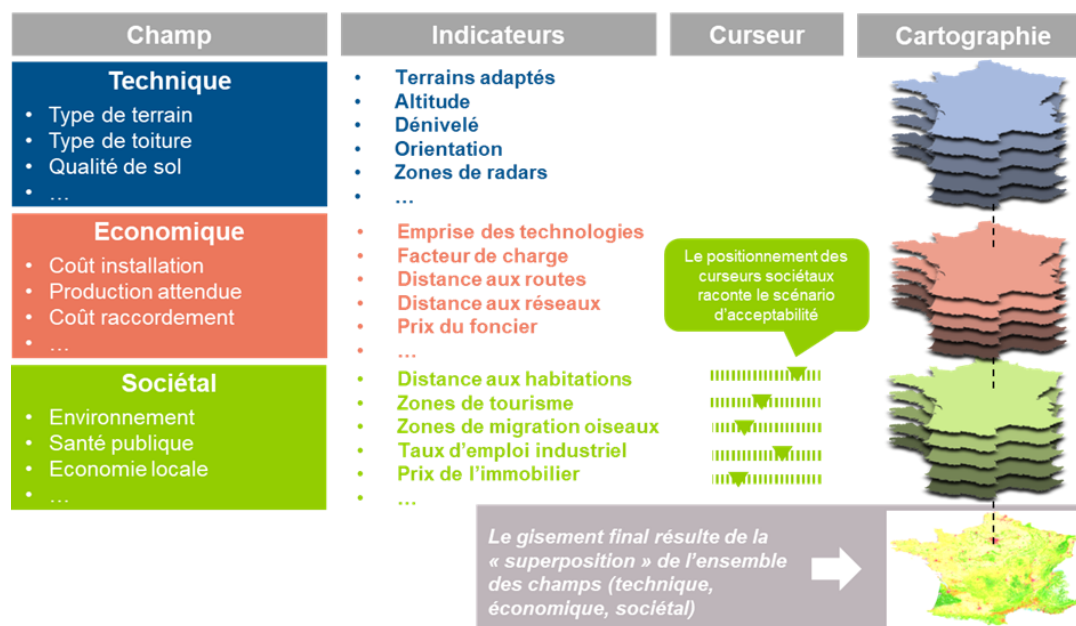


Figure 9. Illustration de la méthodologie de répartition des installations d'énergies renouvelables

le placement des gisements éoliens. L'étude de ces conditions d'acceptabilité est présentée plus loin dans le présent document (partie 10).

Par la suite, la répartition des moyens de production proposée diffère selon le cadrage associé aux différents scénarios. Dans le détail :

- Dans le scénario M2 et les scénarios N1, N2 et N3, la répartition des parcs d'éolien et solaire (bouquet d'EnR économique) et sera essentiellement orientée par une logique économique, amenant à localiser la production dans les zones où les facteurs de charge sont les plus élevés, c'est-à-dire dans les zones respectivement plus venteuses ou ensoleillées.
- Dans le scénario M1, basé sur un recours massif à l'installation de panneaux photovoltaïques chez les particuliers et laissant une large place aux initiatives locales, proposera une répartition plus homogène et diffuse du photovoltaïque sur le territoire.
- Dans le scénario M3, l'éolien en mer se développe massivement en réponse à une faible acceptabilité de l'éolien terrestre. En conséquence, la répartition des parcs éoliens terrestres est pensée pour éviter au maximum de saturer les territoires. Le scénario supposera en revanche de mobiliser aux limites les gisements accessibles d'éolien en mer.

Localisation de nouvelles centrales nucléaires

En tant qu'unités de production de capacité importante, les nouveaux réacteurs nucléaires dans les scénarios de type « N » sont localisés selon des logiques différentes de celles des EnR.

Au vu du peu d'informations disponibles sur ce sujet, des incertitudes industrielles et de l'impact des choix de localisation sur la gestion du réseau, la localisation des nouveaux EPR français fera inévitablement l'objet de variantes. Quelques principes d'étude se dégagent néanmoins :

- Les nouveaux EPR seront installés par paires, pour des raisons de sécurité et de mutualisation des compétences ;
- Les nouveaux EPR seront localisés en priorité sur ou à proximité des sites où les premiers réacteurs nucléaires auront été déclassés (sans être localisés à l'endroit exact du réacteur déclassé, dont le démantèlement et la gestion des matières radioactives sera encore en cours) ;
- Les localisations en bord de mer seront privilégiées par rapport aux localisations en bord de fleuve, car le refroidissement des réacteurs dans un climat réchauffé en serait facilité ;
- Des considérations socio-politiques (fermetures de sites, bassin d'emploi) et d'emprise au sol seront également intégrées dans les trajectoires de localisation.

Perspectives de déclassement du nucléaire existant

La séquence de déclassement du nucléaire existant fait également l'objet d'hypothèses. Celle-ci peut en effet avoir un impact sur les besoins en matière de réseau sur certaines échéances d'ici 2060. Afin de faciliter la comparaison entre les scénarios d'étude, la trajectoire de déclassement des tranches est supposée identique entre les scénarios « M » et « N ». Une prolongation du déclassement de la PPE est proposée :

- Reprise du déclassement envisagé jusqu'à 2035 (sauf dans les scénarios N0 et M0), selon les principes proposés par la PPE (déclassement de réacteurs 900 MW, à l'occasion de la 5^e visite décennale, parmi les sites listés dans la PPE) ;
- Déclassement, dans un premier temps, de l'ensemble des réacteurs du palier 900 MW ;
- Fermeture des réacteurs suivants par ordre de date de la visite décennale des 60 ans.

Cette logique conduit au maintien d'environ 15 GW de production nucléaire existante (parmi les réacteurs 1300 MW et 1500 MW) à l'horizon 2050 dans les six scénarios d'étude présentés ci-dessus. Elle peut par ailleurs conduire à la fermeture de plusieurs sites de production, selon ce que chaque scénario envisage en termes de développement de nouveau nucléaire sur ces sites.

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 ?**

5. Les trajectoires climatiques : quels effets du réchauffement climatique sur le système électrique à l'horizon 2050 ?

5.1. Les effets du climat sur le système électrique : des enjeux importants pour l'équilibre offre-demande à long terme

Les situations climatiques extrêmes auxquelles le système électrique est confronté, qu'elles résultent de vagues de froid ou de chaleur, de tempêtes, de périodes de faible vent ou encore de sécheresses, jouent un rôle clé dans le dimensionnement des infrastructures énergétiques.

L'équilibre offre-demande électrique est déjà historiquement fortement dépendant des variables climatiques. Les variations de température et d'ensoleillement influencent la consommation électrique des ménages et des entreprises, en raison notamment du chauffage qui induit une forte thermosensibilité ou de l'éclairage qui dépend directement de l'ensoleillement. Les conditions météorologiques conditionnent également la production d'énergie éolienne (via le vent) et solaire (via le rayonnement solaire), mais aussi la disponibilité des productions hydraulique, thermique et nucléaire, qui dépendent de l'évolution des précipitations, des débits des rivières et des vagues de chaleur.

A des horizons de long terme, les évolutions du système électrique, à travers le développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages et celle du climat lui-même auront tendance à accroître cette dépendance. L'augmentation des puissances installées éolienne et solaire rendra la production totale globalement plus variable tandis que les changements de précipitations ou de débits et de température des rivières pourront affecter le productible hydraulique ou encore la disponibilité de la source froide pour les centrales thermiques et nucléaires. Les changements sur la température de l'air pourront également modifier les profils de consommation ou le rendement de certains moyens de production.

Plus précisément, les interrogations qui apparaissent dans le débat public et ont fait l'objet d'échanges en concertation sont de deux natures :

- **D'une part, RTE est très régulièrement interrogé sur l'occurrence des périodes de faible vent ou même de « nuits d'hiver sans vent » ou « épisodes anticycloniques » et sur la capacité du système électrique à couvrir la demande dans ce type de situations dans des scénarios à forte proportion d'énergies renouvelables.** Du fait du caractère de plus en plus interconnecté du système électrique européen, le débat ne porte pas uniquement sur les périodes de faible vent en France mais également sur le degré de corrélation ou de foisonnement de la production éolienne à l'échelle européenne.
- **D'autre part, le dérèglement climatique et en particulier l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des canicules, qui en constitue un premier effet visible, suscite de nouvelles interrogations sur le fonctionnement du système électrique lors de ces périodes, dans la mesure où ces événements peuvent avoir des impacts significatifs sur tous les composants du système (consommation, production, réseau).** Les périodes de canicule vécues en 2003, ou plus récemment au cours des mois de juin et juillet 2019, ont mis en évidence le caractère particulier du fonctionnement du système dans ces périodes, avec d'une part des pics de consommation estivaux historiques (bien que d'ampleur très largement inférieure aux pics observés l'hiver) et d'autre part, un impact à la baisse sur la disponibilité de la production, notamment pour les réacteurs nucléaires situés en bord de fleuve.

Pour apporter un éclairage sur ces questions et pour assurer la robustesse des analyses sur l'équilibre offre-demande électrique à long terme, et comme annoncé dans la première phase de la concertation, la modélisation des scénarios de RTE intégrera donc une représentation des effets du changement climatique à l'horizon 2050.

Ceci constitue un élément de cadrage important des scénarios du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050. En effet, bien que le changement climatique puisse avoir des impacts importants sur le système énergétique, ses effets sont rarement pris en compte dans les scénarios prospectifs de mix énergétique.

5.2. La modélisation du climat et de ses effets sur le système électrique dans les scénarios de long terme

Afin d'intégrer ces enjeux dans la transformation du système énergétique, les futurs scénarios de long terme de RTE utiliseront donc un référentiel climatique détaillé, issu de trois ans de travail avec Météo-France et intégrant les effets du changement climatique. Celui-ci a été présenté lors de la première réunion de concertation du GT1 sur le climat⁹.

La construction de ce référentiel climatique vise à tenir compte de deux effets majeurs : d'une part la variabilité naturelle du climat, qui reflète les variations interannuelles liées à la dynamique propre du climat, et d'autre part la variabilité d'origine anthropique, c'est-à-dire due aux perturbations engendrées par les activités humaines, résultant en particulier des émissions de gaz à effet de serre. Elle vise également à tenir compte des corrélations temporelles (entre les pas de temps), géographiques (entre les différentes régions à l'échelle européenne) et entre variables climatiques (température, vent, ensoleillement...).

Pour représenter des situations climatiques extrêmes, qui découlent de la variabilité naturelle du climat et jouent un rôle important dans le dimensionnement du système électrique, tout en tenant compte des effets possibles du changement climatique à long terme, les travaux réalisés par Météo-France en partenariat avec RTE ont permis de produire quatre ensembles de simulations climatiques, contenant chacun 200 chroniques annuelles au pas de temps horaire, ensuite utilisées pour les simulations du système électrique (équilibre offre-demande, réseau).

Chacun de ces ensembles est réalisé « à climat constant » c'est-à-dire en cherchant à représenter le climat d'une période donnée, en fixant les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère :

- Le premier ensemble est représentatif du climat autour des années 2000.
- Deux autres ensembles sont représentatifs du climat projeté à l'horizon 2050, selon deux trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre (scénarios RCP8.5 et RCP4.5 selon les spécifications du Groupe Intergouvernemental d'Experts sur le Climat, GIEC).
- En complément et afin de mieux représenter l'évolution sur les échéances intermédiaires, un quatrième jeu de données, représentatif du climat 2025, a été produit par interpolation (sur les données de température uniquement) entre le climat 2000 et le climat 2050 / RCP8.5.

⁹ Pour plus de détails, se référer aux documents de cadrage du GT1 « climat » sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

Basées sur un modèle climatique, ces simulations assurent la cohérence spatiale et temporelle entre les différentes variables. Les simulations du modèle de climat permettent d'obtenir l'ensemble des variables atmosphériques (température, nébulosité, vent à 100 m, rayonnement, précipitations). Météo-France a également mis en œuvre un modèle hydrologique, fournissant ainsi les données de débit des rivières pour le même ensemble de simulations, en climat présent et futur.

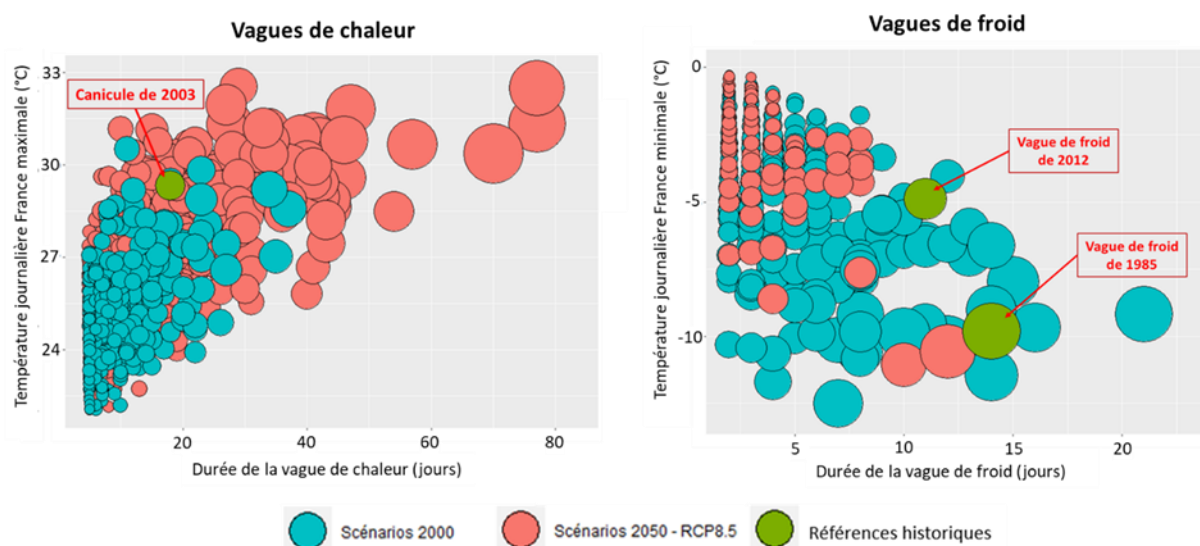


Figure 10. Intensité des vagues de froid et de chaleur dans les référentiels à climat 2050 / RCP 8.5 et à climat 2000

Au cours des premières réunions de concertation, plusieurs participants ont pointé l'intérêt de pouvoir comparer les données des référentiels climatiques de Météo-France utilisées par RTE à d'autres projections climatiques fondées sur d'autres modèles. Pour apporter des éléments sur cette question, RTE a engagé des travaux en partenariat avec l'Institut Pierre Simon Laplace (IPSL) en vue de réaliser une étude comparative de ses référentiels climatiques avec d'autres bases de données (notamment simulations de la base EURO-CORDEX, du sous ensemble d'EURO-CORDEX intégré au service climatique Copernicus, et de simulations récentes de l'IPSL dans le cadre de CMIP6, l'exercice de modélisation qui alimentera le prochain rapport du GIEC).

Ces analyses indiquent que les référentiels de Météo-France sont pertinents. Ils représentent les observations récentes avec une bonne précision, et proposent des scénarios d'évolution future plausibles et cohérents avec les autres sources de données (les variables climatiques simulées se trouvent ainsi, en niveau moyen, proches des données issues d'autres bases). Des analyses détaillées pourront être présentées lors des prochaines réunions en ateliers de travail.

5.3. La modélisation des effets du climat sur la production

Une large partie du programme de modélisation est spécifique à la représentation du système électrique sous un climat donné et consiste à convertir les données climatiques en chroniques de facteurs de charge éolien et solaire, ainsi qu'en apports hydrauliques. Ces conversions climat/énergie reposent sur l'utilisation de modèles statistiques, encore appelés fonctions de transfert. Pour l'éolien, le photovoltaïque et l'hydraulique, les méthodologies de conversion ont été détaillées dans les documents de cadrage des réunions du GT1.

De manière générale, la méthode consiste à calibrer des relations statistiques entre des observations historiques des variables climatiques et des observations des productions concernées. Ces fonctions de transfert sont ensuite appliquées aux différents référentiels du climat 2000 et du climat 2050 pour obtenir les séries temporelles de facteurs de charge éolien et solaire, et les apports hydrauliques correspondants. Pour l'éolien en mer, compte tenu de l'absence de données de production observée pour les parcs français non encore construits, un nouveau modèle physique a été développé.

Pour les productions thermiques, il s'agira également de pouvoir représenter l'effet des températures et débits des cours d'eau sur la production maximale disponible des groupes de productions (thermiques et nucléaires). La méthodologie consistera notamment à relier la disponibilité des moyens considérés aux données climatiques des référentiels fournis par Météo-France, via un modèle statistique calibré sur la base des observations historiques (sur le passé récent). La méthodologie fera l'objet d'une présentation détaillée dans une prochaine réunion du GT1 sur les effets du climat sur le système.

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...) ?**

6. Quels leviers de flexibilité pour équilibrer le système électrique avec un mix reposant plus largement sur les énergies renouvelables ?

6.1. Un rôle important pour les différents leviers de flexibilité dans le mix électrique à long terme

Les scénarios de long terme en cours d'étude dans le cadre du Bilan prévisionnel de long terme seront tous caractérisés par une part croissante d'énergies renouvelables variables (éolien et solaire) dans le mix en France (voir partie 4) mais également sur le reste de l'Europe interconnectée.

Cette diversification du mix rend nécessaire une analyse approfondie des enjeux liés à l'équilibre entre l'offre et la demande. La variabilité de la production solaire et éolienne soulève ainsi de nouvelles problématiques pour la gestion du système, en particulier s'agissant de la capacité du système à garantir la sécurité d'approvisionnement lors de situations climatiques spécifiques (nuit avec faible vent, canicules et sécheresse...).

Dans ce contexte, les besoins de flexibilité du système sont amenés à augmenter. Il convient dès lors de pouvoir caractériser finement leur évolution et d'identifier les gisements de flexibilité disponibles aux différents horizons temporels qui permettront de garantir la sécurité d'approvisionnement, l'équilibrage du système en temps réel ou encore l'optimisation de l'utilisation du mix électrique (sur le plan économique). Ceci inclut la prise en compte des contraintes associées à ces flexibilités, comme par exemple leur acceptabilité ou les coûts de mise à disposition et d'activation.

L'analyse sur les flexibilités proposée dans le cadre du Bilan prévisionnel s'articule autour de trois axes :

- 1- **une caractérisation des besoins de flexibilité dans les scénarios d'étude**, aux différentes échéances de temps considérées ;
- 2- **une caractérisation des besoins de flexibilité dans les scénarios d'étude**, aux différentes échéances de temps considérées ;
- 3- **une identification des différents leviers de flexibilité considérés (stockage, flexibilité de la demande, capacités de production...) et des hypothèses et caractéristiques associées** : gisement, coûts, contraintes, acceptabilité, etc. En particulier, différents niveaux possibles de flexibilisation des usages seront intégrés dans l'étude, en cohérence avec les réflexions sur les évolutions des comportements, modes de vie et structures sociétales, et l'acceptabilité ou la volonté des consommateurs de flexibiliser leurs usages ;
- 4- **une analyse technico-économique sur les volumes de flexibilité à mobiliser pour répondre aux besoins identifiés dans les différents scénarios et assurer la sécurité d'approvisionnement** : cette analyse sera basée sur des éléments économiques permettant d'estimer la pertinence des différentes solutions, par une analyse bénéfices – coûts à l'échelle de l'ensemble du système électrique et énergétique. Elle constituera la mise en relation et la synthèse des travaux des deux premiers axes.

Au sein de ces travaux, l'identification des capacités de flexibilité de la demande constitue un enjeu spécifique dans la mesure où ces solutions représentent une variable de bouclage important des scénarios et déterminent fortement le besoin de flexibilité à mobiliser sur d'autres segments (stockage, production pilotable...).

6.2. Les besoins de flexibilité : l'analyse aux différentes échéances

La flexibilité est la capacité du système électrique à s'adapter aux variations de l'offre, de la demande et des flux sur le réseau, qu'elles soient prévisibles ou incertaines, et quel que soit leur horizon de temps. Le besoin de flexibilité du système dépasse donc le seul besoin de réagir à un aléa de court terme.

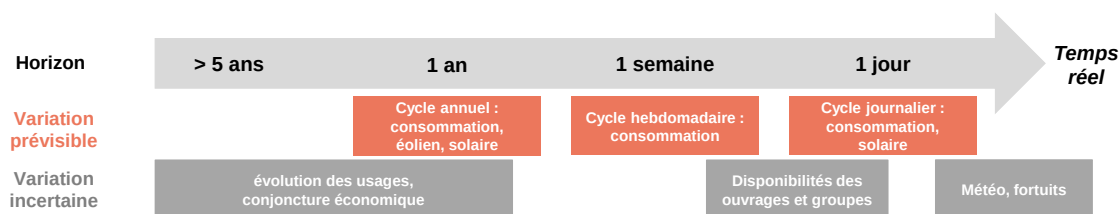


Figure 11. Origine du besoin de flexibilité par type, selon l'horizon temporel

A long terme, le principal enjeu consiste à garantir l'équilibre entre l'offre et la demande à tout instant dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables variables. L'analyse des besoins de flexibilité conduit donc à étudier les variations de « consommation résiduelle », c'est-à-dire la consommation (non flexible) diminuée de la production renouvelable fatale, ou en d'autres termes la demande électrique qui doit être couverte par des moyens de production ou de flexibilité pilotables.

Ces variations de consommation résiduelle peuvent se décomposer en différents horizons de temps afin de déterminer les caractéristiques requises pour les moyens de flexibilité nécessaires à l'équilibrage du mix électrique : par exemple le besoin annuel, hebdomadaire ou encore journalier.

La méthodologie d'analyse ainsi que des premiers résultats sur les indicateurs de besoins de flexibilité dans les différents scénarios d'étude, notamment les scénarios « 100% EnR », sont présentés dans le rapport réalisé conjointement par RTE et l'AIE sur les conditions de faisabilité technique d'un système électrique à haute proportion en énergies renouvelables et publié le 27 janvier 2021.

Cette évaluation des besoins de flexibilité sera actualisée et complétée avec l'analyse sur l'ensemble des scénarios dans le cadre du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050-2060.

6.3. L'offre de flexibilité : les différents leviers considérés dans l'analyse

Les gisements de flexibilité étudiés seront notamment le pilotage de la demande d'électricité (effacements de consommations, recharge des véhicules électriques, etc.), le stockage (batteries, hydraulique...), le couplage sectoriel (*power-to-gas-to-power*) et la production des centrales thermiques pilotables. Un autre facteur fondamental pour l'analyse de flexibilité est le degré d'interconnexion des pays européens : des capacités d'échange plus élevées permettent d'une part le foisonnement des productions variables, en réduisant donc les besoins de flexibilité dans chaque pays, et d'autre part la mise en commun des gisements de flexibilité avec les pays voisins, en réduisant le volume de moyens nécessaires¹⁰.

Les différents leviers mobilisables peuvent être complémentaires. En effet, les besoins de flexibilité pour garantir l'équilibre du système électrique en tenant compte des fluctuations de la consommation

¹⁰ Pour plus de détails, voir les documents de cadrage du GT7, accessibles sur le site de concertation de RTE : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

et des productions variables dépendent de l'horizon considéré (journalier, hebdomadaire, saisonnier, pluriannuel ou également pour la fourniture de réserves en temps réel). Etant donné leurs caractéristiques techniques (contraintes de stock, de disponibilité, de délai de mobilisation, etc.), les leviers de flexibilité identifiés peuvent fournir différents types de services et répondre à des besoins de différentes natures.

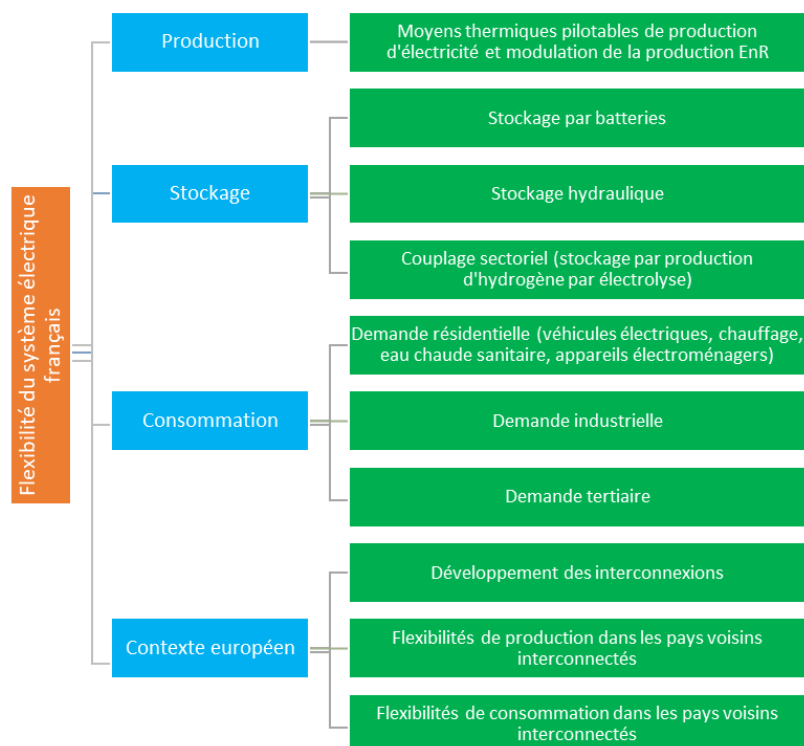


Figure 12. Synthèse des flexibilités considérées pour le bouclage des scénarios

6.4. Les gisements de flexibilité de la demande : des hypothèses déterminantes pour l'étude de la flexibilité dans les différents scénarios

La caractérisation des possibilités de flexibilité de la demande électrique constitue un point central des études d'équilibre offre-demande sur des scénarios prospectifs de long terme. En effet, dans des scénarios de mix électrique décarbonés, la modulation de la demande permet d'optimiser l'utilisation des moyens de production renouvelables et nucléaires.

Ainsi, la flexibilité de la demande permet bien évidemment d'adapter en partie la demande aux fluctuations de la production d'origine renouvelable, qui dépend elle-même des conditions météorologiques. Mais elle permet également de placer la demande à des instants favorables pour le système électrique et éviter ainsi la perte de productible décarboné à faible coût variable, en particulier le nucléaire. Ceci contribue à la sécurité d'approvisionnement du système mais également à l'équilibre économique du mix et des moyens de production.

La flexibilité de la demande apparaît donc comme une composante cruciale de l'équilibre du mix électrique à long terme, tant sur le plan technique que sur le plan économique.

Dans les exercices prospectifs, la flexibilité de la demande constitue en conséquence une variable de bouclage importante. Certains scénarios existants dans la littérature intègrent ainsi un développement

très significatif de cette flexibilité en vue de favoriser l'équilibre entre l'offre et la demande dans des scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables et de limiter le recours à d'autres solutions de flexibilité pouvant être coûteuses ou émettrices de gaz à effet de serre. A l'inverse, d'autres scénarios publiés ne parient que sur un développement limité de ce type de flexibilité conduisant à devoir développer d'autres leviers (stockage par batterie, centrales à biogaz ou biomasse...) dans des proportions importantes. **Le paramétrage de ces hypothèses est rendu d'autant plus délicat que la capacité de flexibilité certains usages électriques dépend aussi fortement des modes de vie et des comportements des consommateurs.**

L'identification des gisements de flexibilité de la demande menée par RTE se fonde sur une analyse des tendances en matière d'évolution de la demande électrique et une revue de littérature des possibilités de flexibilité existantes pour chacun des secteurs et des usages considérés. **Par ailleurs, l'analyse amène à distinguer le « gisement technique » (capacité maximum théoriquement accessible) du « gisement effectivement accessible » qui intègre les contraintes économiques et sociétales** (avec un taux d'acceptabilité de la flexibilité différencié par usage).

Des premiers résultats sur les gisements de flexibilités de la demande ont en particulier été présentés à l'occasion du groupe de travail « flexibilités » du 16 octobre 2020. Les ordres de grandeur des gisements de flexibilité de la demande accessibles dans les différents secteurs sont rappelés sur les figures ci-dessous mais ils doivent être pris avec précautions : **les capacités de flexibilité présentent des caractéristiques variées (contraintes de stock et d'activations) qui ne fournissent pas le même service au système électrique et sont donc difficiles à résumer en un chiffre de capacité équivalente.**

Pour le secteur résidentiel, une comparaison des différents gisements avec prise en compte des contraintes de stock est proposée ci-dessous, sur la base des principes de certification des capacités considérés actuellement dans le cadre du mécanisme de capacité. Il s'agit d'une estimation des gisements accessibles, qui prennent en compte l'acceptabilité du pilotage de chaque usage. Les gisements bas, médian et haut se différencient par les hypothèses techniques sous-jacentes mais également par des niveaux d'acceptabilité différents. Les hypothèses de coûts associées à la flexibilité sur ces différents usages sont précisées en annexe 1.

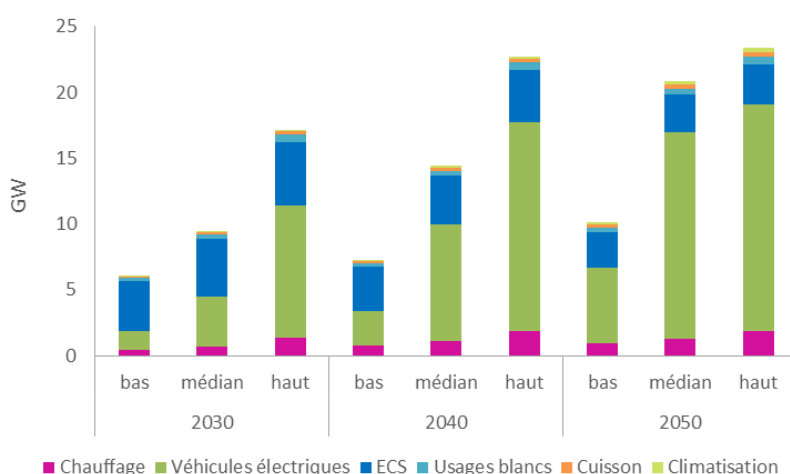


Figure 13. Gisements de flexibilité théoriquement accessibles dans le secteur résidentiel, avec prise en compte des contraintes de stock selon les règles actuelles du mécanisme de capacité, dans les trois variantes considérées

Concernant les effacements industriels et tertiaires, le gisement considéré est repris d'une étude de l'ADEME sur le potentiel des effacements dans ces deux secteurs¹¹. Il correspond à une durée d'activation de 8 heures. Pour le tertiaire, deux activations possibles de la durée de 30 minutes chacune sont prises en compte, avec une puissance certifiée qui correspond à 25% du gisement en puissance accessible. Le scénario central détaillé précédemment et complété par un scénario haut et un scénario bas reflétant différents niveaux d'attentes de rémunération des acteurs. Les gisements totaux en 2050 sont compris entre environ 1,5 et 3 GW dans le scénario bas et entre environ 4,5 et 6 GW dans le scénario haut.

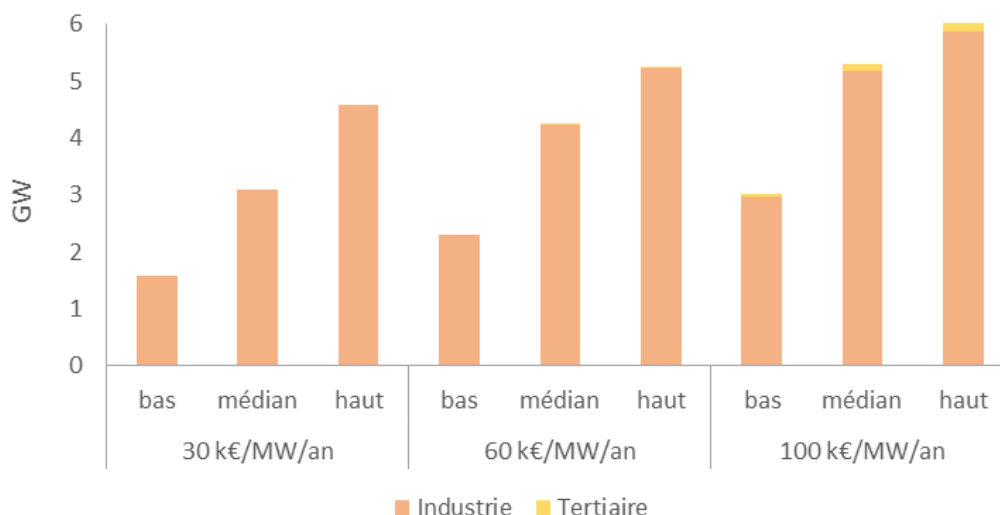


Figure 14. Gisements de flexibilité disponibles à l'horizon 2050 dans les secteurs industriel et tertiaire avec prise en compte des contraintes de stock

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 ?

¹¹ ADEME, 2017, L'effacement de consommation électrique en France - Evaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine
<https://www.ademe.fr/effacement-consommation-electrique-france>

7. Quel développement des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques, et notamment de l'hydrogène ?

7.1. Un développement de nouvelles interfaces entre les différents vecteurs énergétiques attendu à long terme

Les prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel visent à analyser les modes de fonctionnement possibles pour le système électrique français à l'horizon 2050, compte tenu des objectifs nationaux et européens de neutralité carbone. L'atteinte de ces objectifs repose non seulement sur des évolutions importantes du système électrique, mais également au-delà, de l'ensemble des productions et consommations d'énergie, du système agricole et forestier, etc.

La version finale de la stratégie nationale bas-carbone publiée en avril 2020 décrit ainsi les orientations des pouvoirs publics sur l'ensemble du système énergétique français à l'horizon de la neutralité carbone. Cette stratégie implique en particulier des transferts entre vecteurs énergétiques permettant de décarboner plus facilement certains usages de l'énergie, notamment en se substituant aux combustibles fossiles. Elle nécessite donc également des évolutions profondes de l'organisation du système énergétique.

Ces évolutions conduisent à renforcer les interfaces et les couplages entre les vecteurs énergétiques, qui constituent désormais un point d'attention spécifique dans la construction des scénarios de mix énergétique de long terme au niveau européen.

La modélisation des scénarios du Bilan prévisionnel intégrera donc une représentation affinée des interfaces entre les différents vecteurs et en premier lieu des couplages entre l'électricité et l'hydrogène, le méthane et la chaleur. Ces travaux s'inscriront dans le prolongement de l'étude sur les perspectives de développement de l'hydrogène bas-carbone¹² publiée par RTE en janvier 2020.

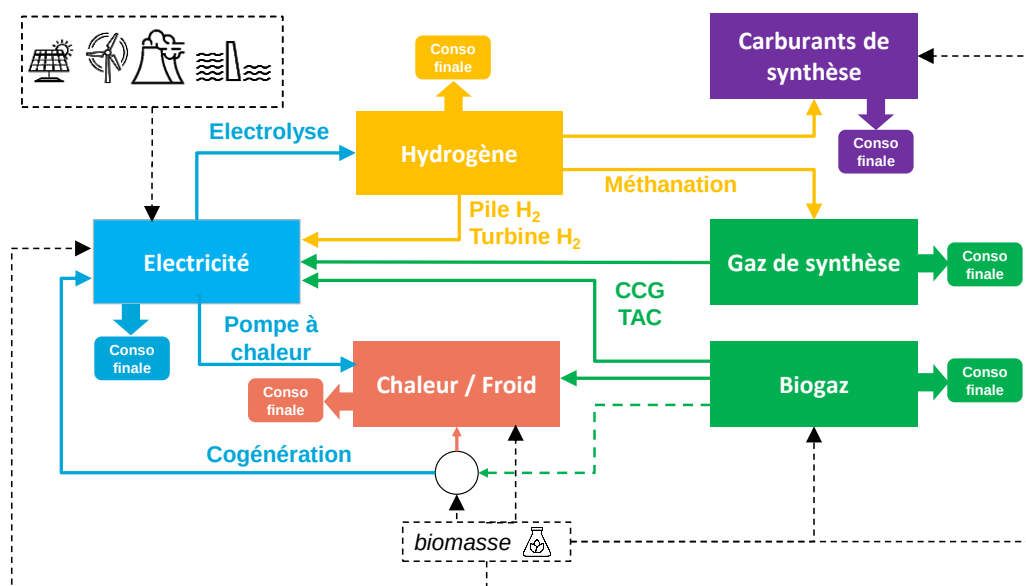


Figure 15. Principales interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques

¹² RTE, 2020, *La transition vers un hydrogène bas carbone, atouts en enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

Il est proposé de retenir dans l'analyse quatre vecteurs énergétiques génériques, n'existant pas à l'état naturel et transportable et/ou stockables : l'électricité, les gaz de synthèse (hydrogène, biogaz, méthane de synthèse, ammoniac, etc.), les combustibles liquides de synthèse (méthanol, etc.) et la chaleur, si elle est associée à un réseau ou un stockage ; cette notion est ici étendue au froid.

Le cadrage des hypothèses sur cette modélisation conduit à préciser d'une part l'évolution des usages des différents vecteurs énergétiques considérés et d'autre part l'évolution des interfaces avec le système électrique.

Le point principal du débat, qui a fait l'objet de nombreuses discussions en concertation, correspond aux perspectives de développement de l'hydrogène bas-carbone à long terme dans les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone. Les éléments présentés dans la suite de la consultation publique sont donc centrés sur l'interface entre l'électricité et l'hydrogène mais les acteurs sont invités à s'exprimer sur l'ensemble des interfaces considérées.

7.2. Deux enjeux distincts sur le développement des couplages entre vecteurs énergétiques

Dans le prolongement du cadrage présenté dans le rapport sur l'hydrogène bas-carbone, l'analyse des interactions entre l'électricité et d'autres vecteurs énergétiques fait apparaître deux enjeux distincts :

1. **d'une part, faciliter l'atteinte des objectifs de neutralité carbone en utilisant le vecteur « électricité » comme un intermédiaire pour produire d'autres vecteurs (*Power-to-X*)**, et ce pour différentes raisons possibles (ex. : l'électricité permettant plus facilement une production décarbonée ; en raison de l'efficacité des usages, etc.) ;
2. **d'autre part, apporter un soutien au système électrique, notamment pour des besoins d'équilibrage, en fournissant le combustible d'une production pilotable (*X-to-Power*)**.

Dans des cas particuliers, il est possible d'envisager une boucle ***Power-to-X-to-Power***. C'est le cas notamment de l'hydrogène et du méthane de synthèse qui seraient utilisés en soutien au système électrique. Cette solution est caractérisée par un rendement énergétique faible (25% à 35% selon les technologies actuelles) mais présente malgré tout un intérêt possible à long terme, en particulier pour le stockage saisonnier dans des mix électriques avec une part importante d'énergies renouvelables.

Les besoins de développement de l'hydrogène pour contribuer à la flexibilité du système électrique devront néanmoins être analysés au regard des possibilités offertes d'autres leviers de flexibilités potentiels, et ce à la maille européenne. Les couplages entre électricité et autres vecteurs énergétiques (notamment hydrogène et gaz mais également chaleur) seront en effet en concurrence avec d'autres solutions, mentionnées en partie 6 (par exemple, pilotage de la charge des véhicules électriques, écrêtement de production, mobilisation de groupes de production thermiques ou hydraulique des pays voisins via les interconnexions, etc.).

7.3. Plusieurs trajectoires de développement de l'hydrogène proposées dans l'étude

Parmi les couplages mentionnés ci-dessus, l'hydrogène a bénéficié d'une montée en puissance dans les réflexions nationales et européennes au cours de l'année 2020. Les perspectives de développement ont fait l'objet de nombreuses discussions au cours des ateliers de travail. Ces échanges ont abouti à la construction :

- **d'une trajectoire de référence, qui s'inscrit dans les orientations du scénario AMS de la SNBC :** « le scénario repose, pour des raisons d'efficacité énergétique, sur un recours raisonnable aux technologies comme l'hydrogène, le power-to-gas ou le power-to-X qui permettent de produire des combustibles à partir d'électricité. ». Il s'agit pour l'essentiel de décarboner les usages industriels de l'hydrogène. Son utilisation pour la mobilité lourde est également prise en compte, conformément aux orientations du plan national hydrogène. La consommation industrielle de l'hydrogène « matériau » reste relativement stable. La consommation énergétique de l'hydrogène se développe principalement dans trois secteurs : dans la production de chaleur pour les procédés industriels, dans les transports, et de manière modérée dans la fabrication de combustibles de synthèse.
- **d'une trajectoire « hydrogène + », qui fait une plus grande part à ce vecteur en permettant de plus le déploiement de solutions de décarbonation matures à certains secteurs industriels** (acier en particulier) et en proposant des solutions de décarbonation aux routes du transport international. Il s'agit là d'alternatives à d'autres vecteurs énergétiques, pouvant réduire les risques de non atteinte de la neutralité carbone en cas de mobilisation moindre du potentiel de biomasse. Le scénario « hydrogène + » se distingue par une accentuation très forte des usages énergétiques directs de l'hydrogène et de la fabrication de combustibles de synthèse. L'hydrogène prend une part très significative de la production de chaleur haute température dans l'industrie ; pour le transport routier, son développement suit un scénario volontariste où la motorisation hydrogène prendrait 35% du parc de camions et tracteurs routiers en 2050. Pour la fabrication de combustibles de synthèse, son utilisation massive facilite la décarbonation des routes du transport international aérien et maritime consommant encore en 2050 des combustibles pétroliers.

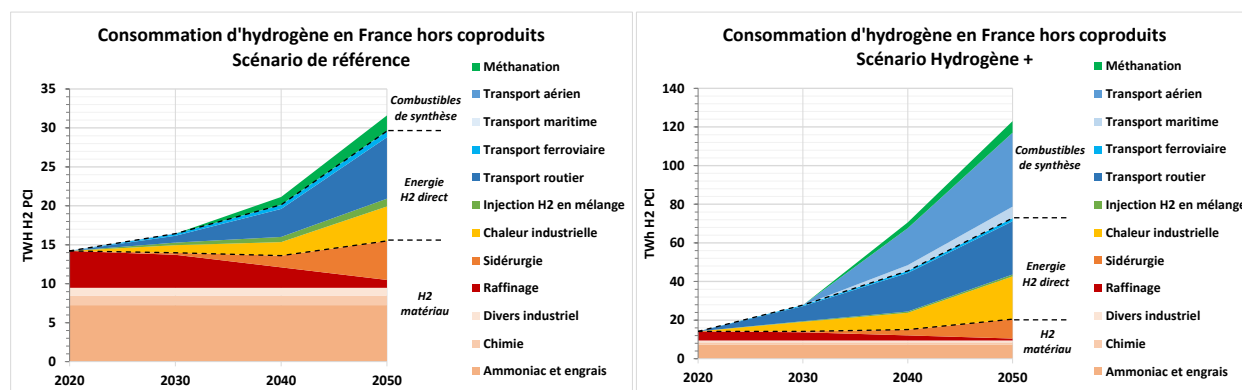


Figure 16. Trajectoires de développement de l'hydrogène en France, à l'horizon 2050

Les hypothèses associées à ces différents scénarios ont été présentées lors de la réunion de concertation¹³ du GT4 du 17 novembre 2020. Ce document liste également les hypothèses pouvant constituer des points de discussion avec les acteurs, en particulier :

- les hypothèses sur les différents modes d'approvisionnement de l'hydrogène dans les différents pays européens (électrolyse, vaporeformage avec captage de carbone, imports, ...)
- pour l'électrolyse, les modes opératoires envisagés (base hors pointe, associé à des productions EnR locales, en marginalité renouvelable ou nucléaire), permettant de représenter les profils horaires de demande d'électricité pour la production d'hydrogène ;
- les possibilités de stockage et de restitution de l'hydrogène, en particulier par les stockages salins ;
- les capacités d'échanges à l'échelle européenne, via un réseau d'hydrogène constitué en partie sur la base du réseau de gaz naturel existant.

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...) ?**

¹³ https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-11-17%20-%20GT4-Power-to-X%20-%20Trajectoires-Hydrogene-Chaleur%20-%20compress%C3%A9.pdf

8. Quelle transition pour le reste du système énergétique européen et quels impacts sur les choix publics en matière d'énergie en France ?

8.1. Un système électrique interconnecté qui induit des interdépendances fortes entre les mix électriques des différents pays européens

Le système électrique fonctionne dès aujourd'hui à l'échelle européenne via les nombreuses interconnexions reliant l'ensemble des pays. Le fonctionnement du système électrique dans son ensemble (équilibre offre-demande, stabilité du système, besoins de réseau...), en particulier dans des scénarios très différents du mix actuel avec une intégration forte des énergies renouvelables, doit donc nécessairement s'étudier à la maille européenne.

A titre d'exemple, les besoins de flexibilité et de capacité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en France pourront être de nature très différente selon que les pays voisins (Allemagne, Royaume-Uni, Italie, Espagne, Benelux...) s'appuient sur un mix reposant quasi-exclusivement sur les énergies renouvelables variables ou sur un mix intégrant des moyens de production thermiques ou nucléaires pilotables. De même, les besoins de flexibilité en France pourront dépendre de manière importante de la flexibilité des usages électriques développée dans le reste des pays européens.

La modélisation utilisée dans les Bilans prévisionnels depuis de nombreuses années, et qui sera reconduite et affinée pour cet exercice, représente ainsi l'ensemble du mix européen, avec une description plus précise pour les pays voisins de la France.

L'analyse du fonctionnement du système dans les scénarios du Bilan prévisionnel nécessite donc de construire et caractériser les trajectoires d'évolution du mix dans les pays européens. La définition des hypothèses de mix s'appuiera sur les objectifs définis à l'échelle de l'Union européenne et précisés par les Etats dans leurs feuilles de route climatique et énergétique respectives.

8.2. Le cadrage des hypothèses et scénarios européens

Pour construire les scénarios de référence à l'échelle européenne qui seront utilisés dans les simulations du Bilan prévisionnel, RTE propose de reprendre les hypothèses des scénarios élaborés par l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité ENTSO-E. Ceci permet d'utiliser des données directement remontées par les différents gestionnaires de réseau européens et permettant de refléter ainsi les évolutions possibles des mix dans les pays voisins.

Plus précisément, RTE propose de réaliser les simulations sur les scénarios d'étude en prenant pour hypothèses européennes de référence celles du scénario *Distributed Energy* du TYNDP Scenario Report 2020 élaborés par les associations de gestionnaires de réseau de transport de gaz et d'électricité¹⁴.

Ce scénario est construit en cohérence avec l'objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5°C et l'atteinte de la neutralité carbone en Europe. Il est en particulier marqué par un très fort développement des énergies renouvelables électriques en Europe (56% du mix électrique pour l'éolien 25% pour le solaire et 7% pour l'hydraulique hors STEP), un développement important de

¹⁴ ENTSO-E, TYNDP 2020 – Scenario report, https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf

l'électrification directe pour décarboner certains usages (la part de l'électricité dans la demande d'énergie finale atteint plus de 50% en 2050), ainsi qu'un développement de la production d'hydrogène par électrolyse dans des proportions importantes (plus de 1000 TWh à l'échelle européenne) pour la consommation finale et la production d'énergies de synthèse gaz et liquides. Le choix de ce scénario permet ainsi d'analyser le fonctionnement du système électrique français dans un contexte de mix européen relativement contraignant pour l'équilibre du système électrique (forte électrification et part importante des énergies renouvelables variables).

Afin d'améliorer sa pertinence, des ajustements sont réalisés sur ce scénario à partir des études nationales les plus récentes cohérentes avec le narratif de *Distributed Energy* (ex. National Scenario des opérateurs d'infrastructure pour les Pays-Bas, Consumer Transformation du Future Energy Scenario 2020 pour le Royaume-Uni...) et pour tenir compte des dernières annonces de politique énergétique des pays européens.

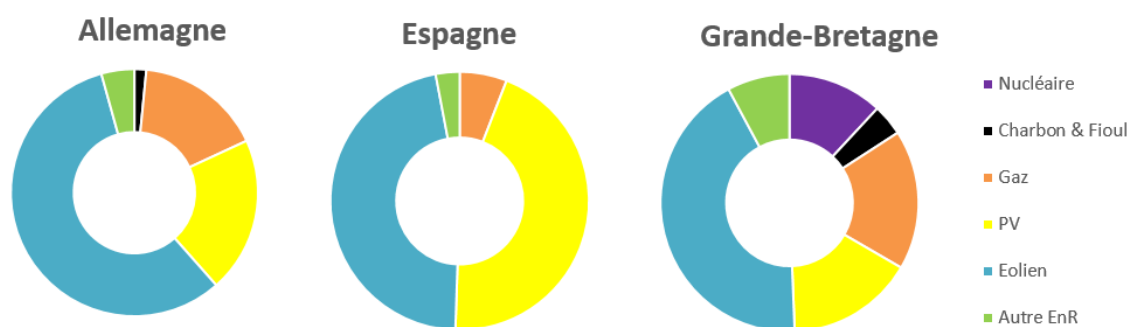


Figure 17. Illustration des mix en énergie en 2040 dans le scénario *Distributed Energy* du TYNDP 2020 pour l'Espagne, le Royaume-Uni et l'Allemagne

Afin d'évaluer la sensibilité des résultats des scénarios à l'évolution du mix considérée dans les pays voisins, l'étude des scénarios du Bilan prévisionnel sera réalisée sur plusieurs variantes.

Le cadrage des variantes retenues pourra s'appuyer sur les retours de la consultation publique. Celles-ci pourront notamment porter sur :

- un contexte européen avec un fort développement des gaz de synthèse, produits en Europe ou échangés sur un marché mondial ;
- des contextes européens marqués par des niveaux variés d'électrification des usages ;
- des contextes européens marqués par des parts différentes de la production renouvelable et de la production thermique / nucléaire dans les différents pays.

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 ?

9. Quel cadrage pour l'analyse technique du système ?

9.1. Des interrogations récurrentes sur les aspects techniques d'équilibrage du système et du réseau dans des scénarios à haute part d'EnR

L'évolution du mix de technologies de production et de consommation électrique représente un défi technique pour le fonctionnement du système électrique. L'intégration des nouvelles technologies de production (nouveau nucléaire, renouvelables, etc.) et des nouveaux usages électriques (électromobilité, *power-to-gas*, flexibilisation de la consommation, etc.) peut ainsi poser plusieurs problématiques sur l'équilibre du système et du réseau.

La question de « l'exploitabilité » d'un système électrique basé sur une intégration massive des énergies renouvelables variables constitue une problématique-clé des travaux sur les scénarios prospectifs du Bilan prévisionnel. Elle fait par ailleurs partie du cœur de métier de RTE qui a aujourd'hui pour mission légale d'assurer le fonctionnement du système électrique, au sens large, à tout instant. RTE est ainsi régulièrement interrogé sur les solutions qui seront requises pour assurer l'exploitabilité du système à long terme. D'un côté, certains acteurs ont par exemple évoqué des seuils d'intégration des énergies renouvelables qu'il serait ainsi « physiquement » impossible de dépasser pour des questions de fonctionnement technique du système électrique et de maintien de l'inertie. A l'inverse, de l'autre côté, d'autres acteurs ont pu réduire la question de l'intégration des énergies renouvelables à des analyses sur l'équilibre offre-demande, sans préciser les solutions techniques à déployer pour assurer le bon fonctionnement du système selon l'ensemble de ses composantes (équilibrage court terme, inertie du système, développement du réseau...).

A la demande de la ministre en charge de l'énergie, ces problématiques ont fait l'objet d'une analyse détaillée, réalisée par RTE en partenariat avec l'AIE et dont les conclusions ont été publiées le 27 janvier 2021. Cette analyse décrit les conditions de faisabilité technique d'un système électrique reposant sur une haute proportion d'énergies renouvelables.

Ce socle méthodologique sera repris et prolongé dans le cadre des travaux du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050. **Il s'agira notamment de compléter l'analyse en évaluant précisément les besoins de solutions permettant d'assurer l'exploitation du système dans les différents scénarios d'étude, et en intégrant leurs coûts et leurs impacts environnementaux l'évaluation des scénarios.**

9.2. Les différentes problématiques techniques étudiées par RTE

En pratique, les interrogations ou craintes soulevées par certains acteurs sur l'exploitabilité du système ou du réseau électrique à long terme correspondent à des problématiques diverses qu'il convient de pouvoir préciser et distinguer. La notion de « fonctionnement du système électrique » renvoie à la faculté d'assurer un niveau de service donné pour l'alimentation des consommateurs d'électricité en France, mais qui se traduit par des contraintes multiples.

L'analyse menée avec l'AIE a conduit à identifier quatre blocs thématiques sur la notion de faisabilité technique des scénarios. Ceux-ci seront repris pour l'analyse des scénarios du Bilan prévisionnel :

- 1) **L'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité (sécurité d'approvisionnement) et le dimensionnement du parc de production et d'effacements :** il s'agit de vérifier que le mix électrique dispose d'assez de capacités pour assurer l'équilibre offre-demande dans la plupart des

situations (hors événements exceptionnels). Les analyses porteront en particulier sur la définition de la cible de sécurité d'approvisionnement (ou critère) à viser à long terme dans les scénarios ;

- 2) **L'équilibrage court terme du système pour faire face aux aléas sur l'équilibre en temps réel** : il s'agit de vérifier qu'en cas d'aléa sur l'équilibre offre-demande européen (aléa entraînant par exemple la perte d'un ou plusieurs moyens de production), les capacités de production et les flexibilités (effacement, stockage) présentes dans le mix électrique entreront en action suffisamment rapidement pour stabiliser la fréquence. Ceci pose en particulier la question du dimensionnement des réserves et des marges de puissance pouvant réagir en des délais de réactions rapides (de l'ordre de quelques heures à quelques secondes) et rétablir ainsi l'équilibre offre-demande en cas d'aléa ;
- 3) **La stabilité du système**: il s'agit de vérifier que le système électrique peut assurer le synchronisme de la fréquence à tout instant. Cela nécessite notamment d'étudier les solutions susceptibles de pallier la perte d'inertie liée à la diminution du nombre de machines tournantes (alternateurs des centrales conventionnelles) dans des scénarios où le développement des énergies renouvelables est très important. Cela implique également d'étudier la capacité du système à redémarrer des unités de manière autonome en cas d'incident de grande ampleur (« black-start »). Plusieurs solutions, apportant des services de nature différente, peuvent ainsi être envisagées (inertie synthétique, compensateurs synchrones, solutions de « grid-forming »...) ;
- 4) **Les problématiques de gestion du réseau** : il s'agit de vérifier que la répartition des infrastructures de production, de réseau et de consommation ne pose pas de difficulté pour le respect des grandeurs électriques locales (tension, transit, lcc). Ceci pose en particulier deux questions principales : (i) le maintien de la tension à son niveau nominal sur l'ensemble du réseau national, en évitant les risques d'effacement de tension dans les zones peu dotées en moyens de production et les risques de tensions hautes dans les zones marquées par une forte production renouvelable et/ou une consommation faible et/ou des composants de réseau spécifiques (notamment câbles souterrains) ; et (ii) le respect des contraintes de transit (flux de puissance transitée sur les lignes) associées aux composants du réseau, en particulier lignes et postes électriques.

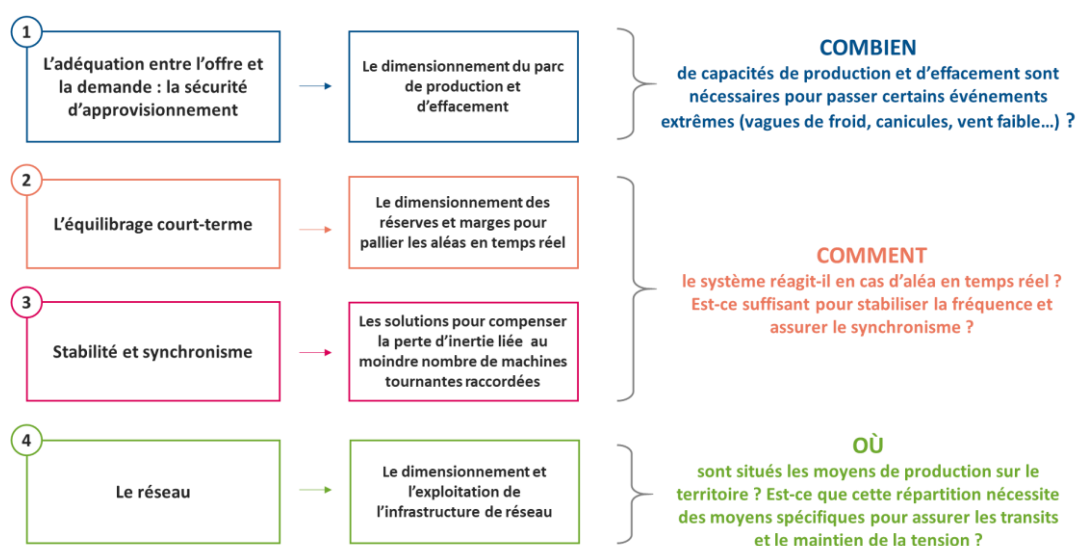


Figure 18. Synthèse des quatre blocs fonctionnels identifiés dans le cadrage des études sur le fonctionnement du système électrique à long terme

9.3. Les enjeux spécifiques à l'évolution du réseau

La transformation de la production et de la consommation d'électricité et l'évolution de leur répartition sur le territoire modifie les flux sur le réseau. Pour assurer l'alimentation de tous les consommateurs au meilleur coût, les gestionnaires de réseau développent des infrastructures adaptées aux évolutions du système électrique.

Dans la continuité des analyses réalisées dans le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié en 2019, le prochain Bilan prévisionnel contiendra une analyse des tendances sur les besoins d'évolution du réseau dans les différents scénarios de mix électrique considérés. L'objectif sera ainsi de pouvoir tenir compte des différences de besoins d'infrastructures de réseau dans l'analyse comparative des scénarios.

Sur le réseau de transport, ces travaux seront déclinés sur quatre segments interdépendants :

- les réseaux régionaux, dont l'évolution est fortement impactée par le développement de la production décentralisée et de la consommation ;
- le réseau de grand transport, qui est aujourd'hui structuré autour des grands centres de consommation et d'une production fortement centralisée. Les ENR et les changements de localisation de la production envisagés dans certains scénarios vont avoir un effet majeur sur ce réseau. En outre, le développement des énergies renouvelables dans les pays voisins aura un impact très significatif, amplifié par le niveau d'interconnexion ;
- les interconnexions, qui découlent de la structure des parcs de production européens ;
- enfin, le raccordement de l'éolien en mer qui nécessite des technologies spécifiques et présente un potentiel de mutualisation avec les interconnexions par la constitution de réseaux hybrides : via des hubs, tel que l'envisageait le SDDR, ou par la constitution de réseaux hybrides en mer (raccordement de parcs à des liaisons entre régions ou aux interconnexions).

Le point de départ des études est le réseau issu des renforcements envisagés dans le scénario PPE du SDDR de 2019. Les études menées permettront d'en évaluer la pertinence à long terme et les évolutions structurelles à envisager dans l'ensemble des scénarios du Bilan prévisionnel.

Compte tenu de l'horizon d'étude de 30 ans, les analyses menées donnent une part importante aux choix technologiques. Il s'agit d'une part de prendre en compte les bénéfices liés au recours à des nouvelles technologies (courant continu, supraconductivité, numérisation...) lorsqu'elles sont pertinentes et de tenir compte des besoins de résilience (au changement climatique notamment) et de renouvellement. Elles intégreront enfin un éclairage sur les apports des flexibilités.

Sur le réseau de distribution, les analyses s'appuieront sur les éléments transmis par les gestionnaires de réseau de distribution.

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 ?

10. Quel cadrage pour l'analyse sociétale des scénarios ?

10.1. Des scénarios de transition énergétique qui ont des implications fortes sur les modes de vie qu'il convient de décrire précisément

L'atteinte de l'objectif de neutralité carbone implique, à l'échelle sociétale, des changements significatifs pour le système électrique et ses utilisateurs.

D'un part, il implique de réaliser des investissements sur l'ensemble de ses composantes du système électrique (s'agissant tant de la production, des réseaux, que des transferts d'usage ou de l'efficacité énergétique de la consommation), qui peuvent faire l'objet de divers degrés d'acceptation sociale, notamment selon les acteurs économiques qui les portent. Ils induisent des évolutions de pratiques, des coûts économiques ou des impacts environnementaux (cf. sections suivantes) que les consommateurs ou les citoyens ne sont pas nécessairement prêts à accepter.

D'autre part, les modes de vie et les comportements sont également amenés à évoluer sur les trente prochaines années. Ces évolutions pourront être portées par l'objectif de la neutralité carbone et la faciliter, par exemple si les pratiques de consommation d'énergie deviennent plus sobres et plus flexibles. Mais d'autres évolutions sociétales pourront au contraire compliquer l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone.

Dans le domaine des sciences humaines et sociales, un reproche méthodologique formulé de manière récurrente à l'encontre des approches de scénarisation technico-économique, consiste à considérer que la prise en compte des attentes de la société a souvent lieu en aval des projets énergétiques pour en limiter leurs impacts ou traiter de leur acceptabilité. Celle-ci est ainsi intégrée comme variable d'ajustement des scénarios prospectifs ou des politiques publiques. Le monde académique tend ainsi à regretter le caractère tardif de la mobilisation des disciplines en sciences humaines et sociales dans les processus d'innovation et de réflexion liés à l'énergie.

Dans les travaux du Bilan prévisionnel, une attention particulière sera accordée aux « implicites sociétaux » des scénarios proposés. Il ne s'agira pas pour RTE de s'exprimer sur leur réalisme ou sur leur désirabilité mais bien d'être explicites sur les conditions de réussite des différents scénarios du point de vue sociétal.

De manière générale, la description et le partage des problématiques d'acceptabilité permettront d'appréhender les enjeux sociétaux associés à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone. Ils pourront mettre en avant que des arbitrages peuvent s'avérer nécessaires en matière d'acceptabilité de technologies de production, de réduction ou de flexibilisation de la consommation électrique ou d'évolutions de l'utilisation de l'électricité.

Les dimensions d'analyse mentionnées ci-dessus sont détaillées dans les documents du GT5 « dynamiques sociétales »¹⁵.

¹⁵ Pour plus de détails, voir les documents de cadrage du GT5, accessibles sur le site de concertation de RTE : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

10.2. Principes méthodologiques pour la prise en compte des dynamiques sociétales

Dans le cadre de la première réunion de travail qui s'est déroulée le 10 janvier 2020, RTE a présenté des principes méthodologiques visant à prendre en compte les dynamiques sociétales et territoriales liées à la transition énergétique dans les scénarios du Bilan prévisionnel.

Cette proposition s'articule autour de trois éléments de méthode :

- 1) l'ouverture des réflexions aux praticiens et représentants de la société civile par le biais de la concertation et la constitution d'un groupe de travail dédié :** cette démarche doit permettre de repositionner les échanges sur les variables sociétales clés en amont du processus de scénarisation ;
- 2) l'étude de variantes contrastées** y compris sur le plan sociétal : cela fait partie intégrante du travail de prospective réalisé par RTE depuis plusieurs années mais l'étude des variantes sera renforcée pour cet exercice à l'horizon 2050, avec en particulier la prise en compte d'enjeux sociétaux dans la construction même des scénarios et variantes ;
- 3) l'explicitation des « implicites sociétaux » des scénarios :** il s'agit d'une part d'explicitier et de détailler les hypothèses sociétales et implications sur les modes de vie associées à chacun des scénarios, afin que celles-ci ne restent pas « cachées », et d'autre part, d'aller plus loin dans la description sociétale des scénarios et de ne pas s'en tenir qu'à une seule description des paramètres techniques.

10.3. Les principaux enjeux de l'analyse sociétale

Sur la base de ces principes, une structuration des analyses autour de trois axes de travail a été proposée dans le cadre de la concertation :

- 1) Une analyse des interactions avec les modes de production, qui traite en particulier des problématiques d'acceptabilité** des différents moyens de production et des infrastructures de réseau associées.

Ces problèmes d'acceptabilité peuvent concerner l'ensemble des grandes infrastructures (centrales nucléaires, parcs éoliens ou photovoltaïques, lignes à très haute tension mais également d'autres projets d'aménagement du territoire tels que des voies de transports, des barrages, etc.), et même des infrastructures réputées contribuer à la transition énergétique. En conséquence, le développement massif de certaines filières (par exemple l'éolien ou le photovoltaïque) projeté dans certains scénarios de mix électrique étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel conduit à s'interroger sur les modalités et les conditions sociétales qui rendront possible de telles transformations. Certains scénarios fondés par exemple sur un développement accéléré de l'éolien terrestre ne seraient a priori possibles qu'avec une acceptabilité collective forte de cette technologie et de ses modalités de développement, et éventuellement une adaptation des modes de gouvernance et / ou de la réglementation.

Ces configurations doivent donc être étudiées en détails afin d'être explicites sur les conditions de réalisation de tel ou tel scénario. Les principaux enjeux d'acceptabilité apparents peuvent se poser de manière différente pour les différentes filières : des questions d'insertion paysagère et environnementale pour l'éolien terrestre ou le réseau, d'occupation des sols et de conciliation

avec les usages agricoles pour les parcs photovoltaïques au sol, d'acceptabilité des risques et déchets pour les réacteurs nucléaires, de conflits d'usages et d'impacts sur la biodiversité marine pour l'éolien en mer...

L'analyse proposée par RTE conduit ainsi à s'intéresser aux facteurs qui conditionnent l'acceptabilité des infrastructures énergétiques, identifiés à l'aide d'une revue détaillée de la littérature et en s'appuyant sur les retours de la concertation. Il s'agit ensuite de les traduire dans la représentation des surfaces / gisements accessibles pour les différentes filières énergétiques (notamment les énergies renouvelables) et de leur répartition sur le territoire.

2) Une analyse des interactions avec les modes de consommation, en particulier s'agissant de l'implication des consommateurs dans des mesures de sobriété énergétique.

La sobriété énergétique touche à la fois à l'implication à la fois des individus dans leur comportement et pratiques de consommation mais également à l'organisation collective de la société et des modes de vie. Si la définition de la notion de sobriété énergétique et les contours des actions relevant de celle-ci soulèvent encore quelques débats, il existe aujourd'hui un consensus sur le fait que certaines évolutions de comportements et de modes de vie conduisent à une réduction des usages de l'énergie, par exemple : baisse de la température de chauffage, diminution des déplacements et développement des modes de transports doux, modération dans la consommation de certains biens et services, mutualisation des équipements, etc. Plusieurs études suggèrent également une progression de la conscience de l'enjeu écologique et de la nécessité d'agir, les Français se montrant sensibles à des sujets comme la maîtrise de la consommation et l'adaptation des pratiques quotidiennes. D'un autre côté, la notion de sobriété sera ressentie comme injuste si elle se traduit par une baisse du niveau de vie des plus démunis qui subissent déjà une sobriété contrainte. Enfin, certains considèrent également les mesures de sobriété comme relevant d'une priorité plus lointaine par rapport à des enjeux jugés plus urgents telle que la diminution des gaz à effet de serre.

Dans le prochain Bilan prévisionnel de long terme, les éléments concernant le champ de la sobriété énergétique et caractérisant les différents scénarios seront spécifiquement mis en évidence, notamment pour évaluer leur influence sur l'évolution de la consommation d'électricité.

3) Une analyse des interactions avec les moyens de flexibilité, qui porte en particulier sur l'acceptabilité de la flexibilité des usages électriques chez les consommateurs concernés.

Si certains usages particulièrement flexibles sont aujourd'hui bien identifiés (recharge des véhicules électriques, asservissement des ballons d'eau chaude sanitaire, etc.), le développement de la flexibilité de la consommation pourrait concerner un panel élargi d'usages tels que le chauffage, usages blancs (machines à laver et lave-vaisselles), éclairage, etc. Les modalités de déploiement et d'activation de cette flexibilité peuvent être variées (flexibilité activée via des dispositifs automatiques gérés par des agrégateurs spécialisés ou restant à la main du consommateur, de manière quotidienne ou seulement dans les situations de forte tension comme moyens exceptionnels...), de même que les incitations et finalités pour les consommateurs (incitations économiques via un signal-prix, volonté de favoriser l'autoconsommation d'une production renouvelable locale, volonté de contribuer à l'équilibre du système électrique et à la transition énergétique...). Comme mentionné dans la section 6, **les possibilités de développement de la flexibilité doivent donc être évaluées à la lumière des attentes et des pratiques des consommateurs français, et non pas uniquement sur la base des coûts économiques des différentes solutions techniques.**

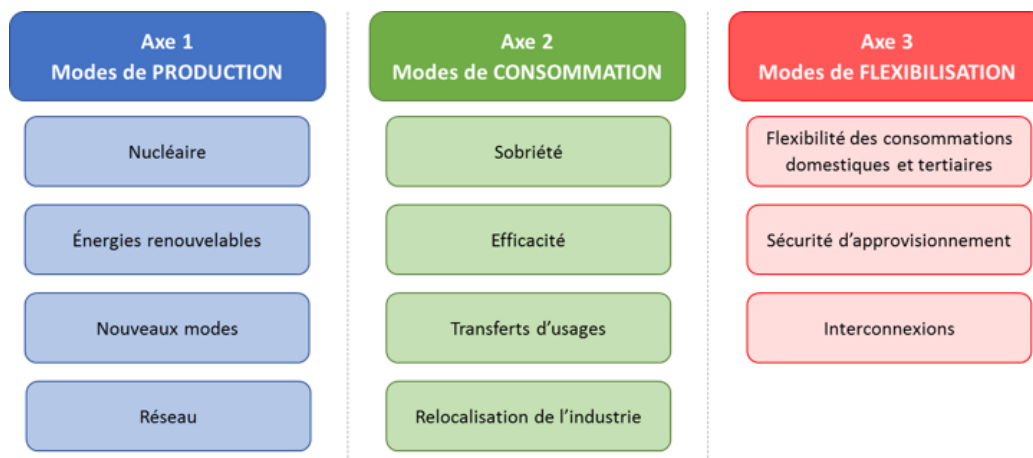


Figure 19. Les différents axes d'analyse des scénarios et leurs sous-composantes

Pour plus de détails, le lecteur pourra se référer aux documents présentés dans le cadre du GT5 « dynamiques sociétales ».

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 ?

11. Quel cadrage pour les analyses environnementales ?

11.1. Des enjeux environnementaux multiples qui dépassent la seule question des émissions de gaz à effet de serre

Les publications de RTE (bilan électrique annuel, bilan prévisionnel...) comprennent depuis longtemps des analyses sur les émissions de gaz à effet de serre associées à la production électrique en France et en Europe. Par le passé, ces analyses ont permis d'éclairer les décisions publiques sur les conséquences en matière d'émissions de gaz à effet de serre associées à différents scénarios d'évolution du mix et ont constitué une aide à la décision publique. Pour autant, les questions remontées par les parties prenantes lors des premiers groupes de travail organisés par RTE sur ce sujet interrogent de manière plus large les enjeux environnementaux des évolutions du mix électrique que la seule problématique des émissions de gaz à effet de serre en France.

D'une part, dans un contexte d'accélération de la lutte contre le changement climatique, l'attention se focalise désormais sur la notion d'empreinte carbone (qui inclut les émissions induites à l'échelle mondiale), plutôt que sur les seules émissions nationales : en témoigne l'introduction dans la loi énergie et climat de 2019 d'un plafond indicatif sur l'évolution de l'empreinte carbone de la France (même si l'objectif de neutralité carbone également introduit dans cette loi porte lui sur les émissions sur le territoire national).

La préservation de la biodiversité, au même titre que la lutte contre le changement climatique, constitue un enjeu majeur que nos sociétés ne peuvent plus ignorer comme le décrit l'IPBES dans son évaluation mondiale en 2019. La détérioration dans le monde entier de la biodiversité au cours des 50 dernières années résulte des facteurs suivants : le changement d'affectation des terres, l'exploitation des ressources naturelles, le changement climatique, les pollutions et les espèces exotiques invasives.

Ensuite, la prise de conscience grandissante des ressources finies de la planète d'un côté et les préoccupations de garantie d'approvisionnements de l'autre mènent conjointement à un besoin d'évaluation des ressources naturelles nécessaires à la transformation du système électrique, demande qui s'accroît comme le pointent diverses publications et institutions.

Enfin, l'année 2020 qui aura été marquée par la pandémie mondiale de la COVID-19 met en avant **l'enjeu sanitaire humain**, qui est de plusieurs ordres : les conséquences sanitaires du changement climatique (canicules, tempêtes, etc), les pollutions de l'air (particules fines, rayonnement ionisants, etc), des sols et de l'eau par l'exposition aux substances chimiques et le changement d'affectation des terres qui est un facteur aggravant pour le risque de pandémie au niveau mondial.

Le niveau de complexité d'analyse de ces quatre enjeux varie : si les études sur les émissions de gaz à effet de serre et sur les besoins en ressources naturelles bénéficient aujourd'hui de nombreux outils et d'éléments scientifiques, l'étude de la dégradation de la biodiversité et des impacts sur la santé humaine est étroitement liée aux situations géographiques, économiques et sociétales des populations, ce qui rend le sujet particulièrement complexe à étudier.

De fait, sans prétendre réaliser une analyse complète, RTE, dans le cadre de l'élaboration des prochains scénarios du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, souhaite rendre compte de ces différentes problématiques en présentant une analyse élargie des impacts environnementaux associés aux scénarios présentés. Les modalités d'analyse des questions environnementales font l'objet d'un groupe de travail dédié (GT6 – Environnement). La grille d'analyse à retenir ainsi que les bases de données, sur lesquelles le travail d'évaluation s'appuie, y sont notamment concertés.

11.2. Une analyse approfondie des impacts environnementaux des scénarios, articulée autour de quatre axes

La diversité des enjeux environnementaux, la complexité liée à l'analyse de l'évolution du système électrique et les problématiques remontées par les participants à la concertation ont conduit RTE à proposer un cadre d'analyse qui repose sur quatre dimensions :

- 1) **Les émissions de gaz à effet de serre (émissions nationales et empreinte carbone).** Chaque scénario d'étude sera analysé au regard de trois indicateurs : (i) l'impact de la trajectoire 2020-2060 sur les émissions de GES territoriales, (ii) la contribution du secteur électrique à l'objectif de neutralité carbone dans les secteurs des transports, des bâtiments et de l'industrie, et (iii) l'empreinte carbone du système électrique (production, stockage, réseau) ;
- 2) **L'analyse de consommations des ressources** (métaux, béton, etc.) nécessaires aux infrastructures du système électrique et à la production d'énergie. Les risques associés à l'approvisionnement pourront faire l'objet d'un éclairage qualitatif mais ceux-ci resteront fortement dépendants de l'évolution des gisements et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale.
- 3) **Le changement d'affectation des terres** impliqué par chacun des scénarios. L'analyse portera sur la **caractérisation de l'emprise au sol** des infrastructures du système électrique en France, à savoir un possible ou non autre usage du sol, que ce soit pour les activités humaines, la biodiversité ou les puits de carbone. Il s'agira en particulier de distinguer les **problématiques d'artificialisation et d'emprise au sol** selon les différentes technologies et types d'installation ainsi que de mettre en perspective l'enjeu vis-à-vis des autres secteurs de pression sur l'usage des sols.
- 4) **Les volumes de déchets nucléaires** générés sur la période 2020-2060 en distinguant les différents types de déchets (activité, durée de vie...) qui peuvent induire des enjeux différents en matière de traitement, de stockage ou de valorisation. L'analyse visera à estimer les volumes de déchets induits par les choix sur le mix énergétique, en les mettant en perspective des enjeux associés, mais sans se prononcer sur la pertinence des différentes solutions de recyclage et de stockage qui sont discutées dans d'autres instances.

Les méthodes retenues pour traiter ces différents axes de travail s'appuieront principalement sur les **principes de l'analyse en cycle de vie**, reconnue et normée comme la méthode globale de référence pour la prise en compte du cycle de vie entier d'un produit. Cette méthode permet d'évaluer les impacts potentiels sur l'environnement d'un système incluant l'ensemble des activités liés à un produit ou à un service depuis l'extraction des matières premières pour sa conception jusqu'à sa fin de vie.

Toutefois les indicateurs d'impacts mis à disposition par la méthode d'analyse de cycle de vie ne sont pas tous adaptés aux sujets d'étude et les analyses seront donc adaptées pour l'évaluation de la

consommation des ressources minérales, de caractérisation de l'emprise au sol et des volumes de déchets nucléaires.

Ces principes sont détaillés dans les documents présentés en GT 6 « environnement » du 29 janvier et 27 novembre 2020.¹⁶

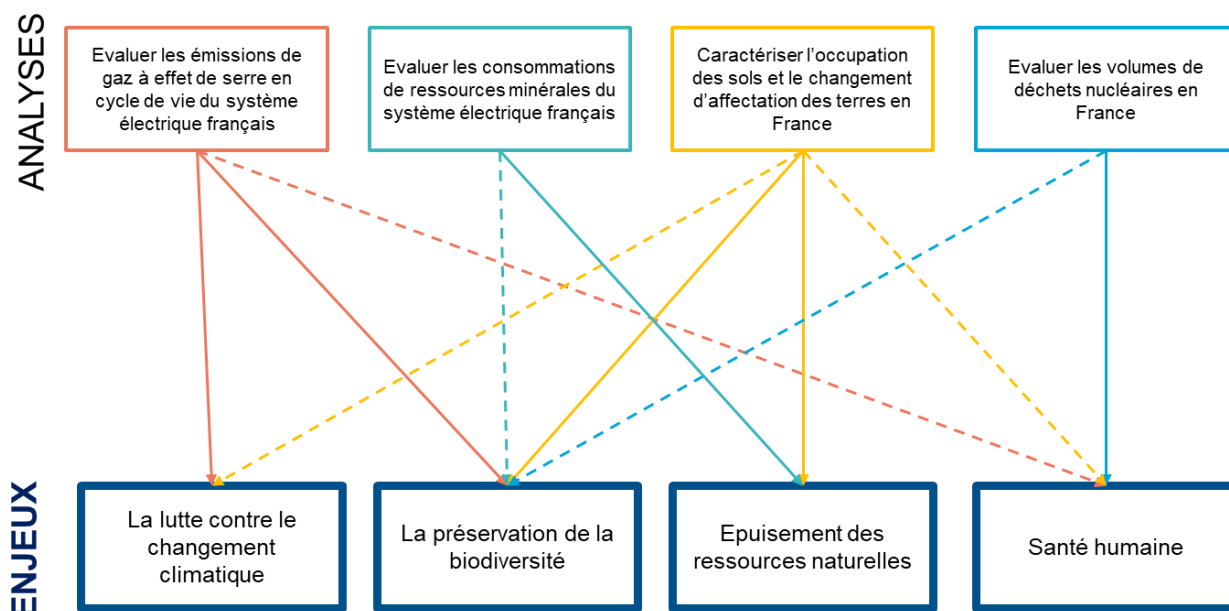


Figure 20. Analyses et enjeux de l'analyse environnementale des scénarios

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 ?

¹⁶ Pour plus de détails, voir les documents de cadrage du GT6 « environnement » sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

12. Quel cadrage et quelles hypothèses pour l'évaluation économique des scénarios ?

12.1. Un chiffrage économique des scénarios fortement demandé par les parties prenantes

L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et ses conséquences pour le système électrique représentent aussi un enjeu économique. La quantification économique des scénarios répond donc à une forte attente, exprimée par de nombreuses parties prenantes au cours de la concertation sur les études prospectives de RTE.

Comme pour toutes les études récentes publiées par RTE depuis 2017, l'analyse réalisée dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel de long terme comprendra un chiffrage économique complet des scénarios. La méthodologie et la base de coûts utilisées pour l'analyse économique constituent un objet important de la concertation et de la consultation publique, de manière similaire à ce qui avait été fait pour le Bilan prévisionnel 2017.

Le débat actuel sur l'évolution des coûts de production de l'électricité est marqué par des visions divergentes entre les différentes études et publications qui peuvent parfois susciter l'incompréhension des participants au débat. Ces divergences portent en particulier sur la compétitivité comparée des énergies renouvelables et du nouveau nucléaire.

D'un côté, certaines études s'appuient sur la notion de coût complet ou LCOE¹⁷, en euros par mégawattheure produit, pour comparer différentes filières. Le calcul de cet indicateur consiste à rapporter l'ensemble des coûts fixes et variables d'un moyen de production à l'énergie produite sur sa durée de vie (en prenant donc une hypothèse de durée de fonctionnement). Celui-ci est fréquemment utilisé pour apprécier la compétitivité croissante des énergies renouvelables par rapport aux alternatives (construction de nouveaux moyens), en mentionnant des coûts issus des derniers appels d'offres pour l'éolien et le photovoltaïque (de l'ordre de 50 à 70 €/MWh) bien inférieurs au tarif d'achat de la production de nouveaux réacteurs nucléaires tel que prévu par exemple au Royaume-Uni (de l'ordre de 110 €/MWh pour la centrale d'Hinkley Point C). Au-delà des questions sur les hypothèses d'évolution des coûts des différentes technologies à long terme, cette approche (i) suppose implicitement que les installations produiront de l'électricité dès lors qu'elles seront disponibles ou qu'elles auront un facteur de charge défini a priori (or, le facteur de charge réel peut dépendre des besoins de l'équilibre offre-demande et il peut en particulier exister des phénomènes de surabondance de production dans certains scénarios) et (ii) elle néglige le fait que les services rendus par les différentes filières sont différents (profils de production, garantie capacitaire, localisation flux sur les réseaux, contribution à l'inertie du système, prévisibilité et besoins en réserve et ajustements associés). Pour y remédier, certaines études intègrent dans le calcul des composantes de coûts supplémentaires pour les énergies renouvelables tels que des coûts de flexibilité ou de réseau, en euros par mégawattheure, souvent basées sur des approximations fortes.

De l'autre, certains considèrent qu'à côté des énergies renouvelables, un système redondé de production pilotable est nécessaire pour assurer la couverture de la demande lorsque les capacités renouvelables ne produisent pas. La projection du coût d'ensemble est alors réalisée en imaginant un « système redondé » pour pallier la variabilité de la production renouvelable. En réalité, cette

¹⁷ Levelized Cost of Electricity

approche sous-estime le foisonnement de la production renouvelable à l'échelle nationale voire européenne et néglige la flexibilité associée à des moyens existants dans le mix électrique (hydraulique, flexibilité de la demande, capacités nucléaires et thermiques résiduelles). Pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, il n'est ainsi pas nécessaire d'ajouter systématiquement 1 MW de production commandable pour 1 MW installé de production renouvelable.

Pour éclairer le débat public sur les coûts de la transition énergétique, les études prospectives publiées par RTE au cours des dernières années contiennent de manière systématique une analyse des enjeux économiques, basée sur une approche rigoureuse consistant à comparer les « coûts système » complets de plusieurs scénarios de système électrique. Celle-ci repose sur la simulation du système électrique à l'échelle européenne, et sur la comptabilisation de l'ensemble des coûts d'infrastructures (production, réseau...) et des coûts variables d'exploitation associés, pour les différents scénarios étudiés. Elle a notamment été utilisée dans le Bilan prévisionnel 2017, le schéma de réseau publié par RTE en 2019 ainsi que dans les études récentes de la « trilogie des usages » (mobilité électrique, hydrogène, chauffage-bâtiments).

Pour l'étude des scénarios à l'horizon 2050-2060 du prochain Bilan prévisionnel de long terme, l'approche de chiffrage des scénarios en coûts complets sera reconduite. Cette méthode est en effet celle qui apparaît la plus adaptée pour éclairer les décisions publiques sur le mix. L'analyse économique ne sera donc pas basée sur des indicateurs de LCOE, qui contiennent un certain nombre de biais et ne sont pas pertinents pour évaluer les coûts des scénarios. L'évaluation économique n'est pas non plus centrée sur les prix de marché ou les prix pour les consommateurs qui sont très sensibles à différents paramètres et dépendent de la réglementation et des mécanismes redistributifs entre acteurs. Les retours des réunions en groupe de travail et au sein de la CPSR montrent que cette approche est partagée par l'ensemble des parties prenantes.

12.2. Une méthode centrée sur l'évaluation des coûts complets des scénarios

La méthode de chiffrage en coûts complets qui sera utilisée pour l'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel repose sur une évaluation exhaustive des coûts des différents composants du système électrique.¹⁸

Point de vue de l'analyse économique

Le chiffrage est réalisé du point de vue de la collectivité (surplus collectif), et non du point de vue d'un acteur en particulier. Ainsi, l'analyse intègre l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique, quel que soit les mécanismes de marché ou les effets redistributifs qui peuvent être associés.

¹⁸ Pour plus de détails, se référer aux documents de cadrage du GT9 « coûts », accessibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

Périmètre d'évaluation des coûts

Le périmètre pris en compte pour l'analyse économique inclut l'ensemble des composantes de coûts du système électrique, plus précisément :

- les coûts de la production d'électricité (tenant compte des imports / exports)
- les coûts des dispositifs dédiés de flexibilité (stockage...) et de pilotage de la demande,
- les coûts des réseaux électriques,
- les coûts de commercialisation (identiques pour tous les scénarios),
- pour les analyses de variantes sur la consommation, les coûts des dispositifs de maîtrise de la demande (efficacité énergétique, ...), des transferts d'usages et des effets sur les autres secteurs énergétiques.

Pour chacune de ces composantes, le chiffrage économique prendra en compte des coûts totaux sur l'ensemble du cycle de vie des infrastructures considérées ainsi que les coûts de financement associés. Plus précisément, l'analyse tiendra compte :

- **des coûts bruts**, qui correspondent à la valeur des montants déboursés pour la fourniture de biens (combustibles, équipements...) ou de services (maintenance courante, exploitation...) ;

Investissements (CAPEX)	Coûts d'exploitation (OPEX)
• Coûts de construction • Coûts de maintenance et prolongation • Coûts de déconstruction	• Coûts fixes d'exploitation et de maintenance annuels • Coûts variables de production

- **des coûts « financiers »**, qui correspondent à l'actualisation des montants investis au taux retenu pour l'analyse économique, ou encore au remboursement de la dette et à la rémunération du capital emprunté pour le financement des investissements initiaux. Ces coûts de financement dépendent du taux d'actualisation retenu (voir ci-après).

La prise en compte des dépenses passées n'est pas nécessaire pour apporter un éclairage économique sur les choix possibles de transition énergétique : par définition, les dépenses passées ne sont plus « réversibles », mais communes à tous les futurs possibles. En revanche, leur prise en compte permet d'apporter des éclairages sur l'évolution des coûts du système électrique entre aujourd'hui et demain. L'analyse distingue donc les coûts passés communs aux différents scénarios des coûts futurs propres à chaque scénario.

Les externalités ne seront par défaut pas intégrées dans le chiffrage économique des scénarios, sauf pour les émissions de gaz à effet de serre auxquelles il est possible d'attribuer une valeur socio-économique (valeur tutélaire) et qui pourront donc être valorisées dans certains pans de l'analyse économique. Les indicateurs correspondants aux émissions de gaz à effet de serre et aux autres externalités (consommation de matières, utilisation des sols, etc.) feront de toute manière l'objet d'une quantification dans le cadre de l'analyse environnementale et de l'analyse des implications sociétales décrites précédemment.

Indicateurs économiques

Une première approche possible consiste à comptabiliser les dépenses engagées une période de temps donnée, par exemple par décennie (investissements, dépenses d'exploitation fixes et variables – dont dépenses de combustibles) Cela permet de mesurer l'effort financier à consentir pendant la période d'étude et l'importance des capitaux à mobiliser.

En revanche, cette approche n'est pas suffisante pour comparer correctement les scénarios car elle ne prend pas en compte l'effet de ces dépenses au-delà de la période considérée. Or la durée de vie des équipements du système électrique est variable suivant les composants et la seule comparaison des investissements engagés ne rend pas compte de cette durée de vie. Par ailleurs, certains investissements peuvent conduire à des dépenses importantes sur une période donnée mais ils produisent des effets sur le temps long qu'il convient de prendre en compte.

L'approche consistant à comptabiliser les dépenses engagées est donc complétée par une approche prenant en compte les effets temporels, en rapportant les dépenses à la durée de vie des installations, par annualisation, et en intégrant les engagements financiers souscrits par le passé.

Finalement, deux métriques principales pourront être restituées dans le Bilan prévisionnel :

- les dépenses futures du système électrique par période, mettant en avant notamment les investissements de construction ou de prolongation d'infrastructure (besoins de capitaux) ;
- les coûts complets annualisés du système électrique.

Enfin, comme pour les études prospectives récentes, plusieurs variantes sur les hypothèses de coûts des différentes filières seront étudiées afin de refléter les incertitudes sur l'évolution des coûts des technologies et d'évaluer la robustesse des résultats économiques.

12.3. Les hypothèses de coûts unitaires des différentes technologies

Les hypothèses de coûts unitaires projetés des différentes technologies jouent un rôle-clé dans l'analyse économique. Les débats passés sur le chiffrage économique des scénarios ont montré que les participants au débat public avaient souvent des visions différentes sur l'évolution possible des coûts des technologies à long terme, en particulier pour les énergies renouvelables et le nouveau nucléaire mais également pour le stockage, qui pouvaient ainsi expliquer les différences de diagnostic sur la pertinence économique des différents moyens.

L'ensemble des hypothèses de coûts utilisées pour le chiffrage économique des scénarios est soumis à l'avis des parties prenantes dans le cadre de cette consultation publique et sont présentées en annexe 1. Celles-ci sont élaborées sur la base de données issues de la littérature, des résultats d'appels d'offres les plus récents, de données publiques sur les coûts de certains projets ou encore d'informations communiquées par l'administration (MTE et MEF) pour le nouveau nucléaire. S'agissant des énergies renouvelables et du nucléaire, les projections de coûts avaient fait l'objet d'une présentation détaillée¹⁹ dans le cadre de la réunion du GT9 coûts du 30 juin 2020.

¹⁹ Voir le document de concertation du GT9 du 30 juin 2020 détaillant les hypothèses retenues pour chaque filière mentionnée : https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-06-30_GT-couts-n2_Projections-couts-EnR-nucleaire-LQ.pdf

Pour refléter les incertitudes sur l'évolution des coûts unitaires des technologies, plusieurs fourchettes seront considérées et présentées sous forme de variantes.

12.4. Le choix du taux d'actualisation à retenir pour l'analyse économique

Les échanges menés dans le cadre des premières réunions du groupe de travail n°9 sur les coûts du système électrique ont mis en évidence une question spécifique sur le taux d'actualisation à prendre en compte dans l'analyse économique. Ce paramètre a en effet un impact important sur l'évaluation du coût annualisé des différentes technologies, en particulier pour celles qui présentent des durées de vie longues (réseau, nucléaire...) et donc pour la comparaison des coûts complets des différents scénarios.

Une première approche consiste à utiliser un taux d'actualisation socio-économique, identique pour toutes les technologies, et généralement fixé à un niveau bas reflétant le taux d'actualisation public. Cette approche est notamment recommandée pour l'évaluation des investissements publics. Elle conduit à considérer que le financement de l'ensemble des technologies se fait au taux d'actualisation public et ne permet donc pas de représenter des différences de financement entre les filières.

Une seconde approche consiste à prendre des hypothèses différenciées de taux d'actualisation et de les fixer au niveau du coût du capital associé à chaque technologie. Cette méthode permet de refléter les coûts de financement effectifs qui s'appliquent aux différents types d'investissements, en fonction des spécificités technologiques ou des risques associés. Le coût du capital actuel pour les différentes technologies dépend néanmoins du cadre de régulation ou encore de la structure des entreprises portant les projets, qui peuvent évoluer à long terme. Ainsi, le coût du capital associé à certains moyens de production ou de flexibilité pourra varier de manière significative selon que ceux-ci disposent ou non d'un mécanisme de soutien ou de sécurisation des revenus (en totalité ou en partie) accordé par l'Etat.

Dans le cadre de l'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel, plusieurs variantes de taux d'actualisation seront élaborées et étudiées, en s'appuyant sur les retours de la concertation.

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 ?
- Etes-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 ?

Annexe 1 : détails des hypothèses de coûts unitaires proposées pour les différentes technologies

Sauf mention contraire, les hypothèses présentées dans ce chapitre sont exprimées en €₂₀₁₈.

Coûts de production éolienne et photovoltaïque

Les coûts de production éolienne et photovoltaïque proposés pour les analyses économiques sont basés sur l'analyse de la littérature existante (AIE, IRENA, JRC, ADEME, Bloomberg, ...). Pour l'analyse de la filière photovoltaïque et des projections de coûts associées, RTE s'est appuyé également sur l'expertise technique du CEA. Trois hypothèses de coûts sont retenues (bas, référence, haut). Les coûts variables de fonctionnement sont supposés nuls. Ces hypothèses conduisent à des trajectoires de coûts peu contrastées pour les productions photovoltaïques au sol. RTE travaille à définir des hypothèses permettant de plus différencier les hypothèses hautes et basses pour cette technologie.

Technologie	Année de mise en service	Durée de vie (ans)	Coûts de construction (k€/MW)			Coûts fixes de fonctionnement (k€/MW/an)		
			bas	référence	haut	bas	référence	haut
PV au sol	2020	25	750	750	750	11	11	11
	2030	26	560	600	615	9	10	10
	2040	28	500	520	565	8	9	10
	2050	30	430	480	530	7	8	9
PV grandes toitures	2020	25	1070	1070	1070	15	20	20
	2030	26	820	870	900	15	20	20
	2040	28	700	760	830	15	15	20
	2050	30	600	680	770	15	15	20
PV résidentiel	2020	25	2370	2370	2370	70	70	70
	2030	26	1810	1920	2000	60	60	65
	2040	28	1530	1670	1830	50	55	60
	2050	30	1330	1490	1703	50	50	60
Eolien terrestre	2020	25	1300	1300	1300	40	40	40
	2030	26	710	1200	1300	22	35	40
	2040	28	620	1050	1300	18	30	40
	2050	30	530	900	1300	16	25	40
Eolien offshore posé	2020	20	2600	2600	2600	80	80	80
	2030	25	1300	1700	2100	54	58	65
	2040	30	1000	1500	2000	38	47	60
	2050	40	700	1300	1900	28	36	55
Eolien offshore flottant	2020	20	3100	3100	3100	110	110	110
	2030	25	1800	2200	2600	75	80	90
	2040	30	1550	2050	2550	50	60	80
	2050	40	1300	1900	2500	40	50	70

Tableau 1 : principales hypothèses de coût de l'éolien et du photovoltaïque

Coûts de production nucléaire

Pour le coût du nucléaire existant, de gestion des déchets et de démantèlement, les hypothèses s'appuient en particulier sur les rapports de la Cour des comptes et ceux du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR).

Coûts de construction passés (k€/MW)	Coût de prolongation de 10 ans (k€/MW)	Coûts fixes d'exploitation	Coûts variables d'exploitation	Coûts de démantèlement
1400 k€/MW	650 k€/MW avant 2035, puis 350 k€/MW	150 k€/MW/an avant 2025, puis 115 k€/MW/an	10 €/MWh y compris coût de gestion des déchets	320 M€ par réacteur en fin de vie

Tableau 2 : principales hypothèses de coût du nucléaire existant

Pour le nouveau nucléaire (coûts prévisionnels de l'EPR 2), les hypothèses de coûts sont basées sur les informations communiquées par l'Etat (MTE / MEF) suivant deux hypothèses (référence et haute), en fonction du rythme de déploiement et de la maîtrise des risques industriels. La durée de vie des EPR est de 60 ans.

Coûts de développement programme (M€)		Période de mise en service	Coûts de construction (k€/MW)		Coûts fixes d'exploitation (k€/MW/an)	Coûts variables d'exploitation (€/MWh)	Coûts de démantèlement
réf	haute		réf	haute			
2800	3400	2035-2040	4 500	5 800	115	10 (y compris coût de gestion des déchets)	Provisions de 200 à 500 M€ par réacteur à la mise en service
		2040-2045	4 100	5 000			
		2045-2050	3 900	4 500			

Tableau 3 : principales hypothèses de coût du nouveau nucléaire

Les coûts de développement s'appliquent à l'échelle d'un programme de plusieurs paires de réacteurs (par exemple pour l'ensemble des trois premières paires dans les hypothèses communiquées par l'administration).

Coût des productions thermiques à flamme

Ces coûts concernent essentiellement les moyens de production d'électricité à partir de gaz : cycle combinés gaz (CCG) et turbines à combustion (TAC). Les hypothèses de coûts bruts d'investissement et d'exploitation proviennent des analyses de l'AIE et de Bloomberg. Ils sont supposés constants (en € courants) pour les productions à partir de méthane. On suppose que ces moyens peuvent être adaptés aux productions à partir d'hydrogène moyennant des surcoûts d'adaptation (+10% en 2040). Les durées de vie considérées sont de 30 ans.

Technologie de production	Coûts de construction (k€/MW)	Coûts fixes d'exploitation (k€/MW/an)	Rendement électrique (%)
CCG méthane	900	40	57%
TAC méthane	600	20	40%
CCG hydrogène (2040)	1 000	40	57%
TAC hydrogène (2040)	700	20	40%

Tableau 4 : principales hypothèses de coût de production thermique à flamme

Les coûts variables de fonctionnement dépendent des coûts des combustibles. RTE propose de retenir les hypothèses du scénario *Sustainable Development* de l'AIE (World Energy Outlook 2020) pour les prix du gaz, du charbon, du fioul et du CO₂ en Europe. Les données 2025 et 2040 sont interpolées linéairement. Le prix du CO₂ est utilisé pour la simulation de l'appel aux groupes de production européens, mais les valorisations économiques de productions en France se font hors externalités. Une valorisation des émissions de CO₂ à la valeur tutélaire du carbone pourra également être faite.

Combustible	2025	2030	2040	2050
pétrole (\$/baril)	57	56	53	50
gaz (\$/Mbtu)	4,8	4,8	4,9	5,0
charbon (\$/tonne)	57	56	55	54
carbone (\$/tonne)	63	89	140	191

Tableau 5 : principales hypothèses de coût des combustibles

Dans la perspective de la neutralité carbone, des combustibles bas-carbone peuvent être requis pour la production d'électricité nécessaire à l'équilibre du système.

RTE propose de retenir des hypothèses de coût de l'hydrogène bas-carbone de 100 €/MWh_{PCI} (environ 3 €/kgH₂). Cette hypothèse correspond aux coûts projetés de production d'électricité par électrolyse en Europe, mais également à ceux de la production par vaporeformage et captage de carbone ou aux coûts d'imports d'hydrogène vert tenant compte de leur transport. L'hypothèse d'une production nationale dédiée à l'équilibre du système (Power-to-Gas-to-Power) fait l'objet d'analyses spécifiques tenant compte notamment de l'augmentation des capacités de production renouvelable nécessaires.

Si du biogaz est utilisé pour la production d'électricité, RTE propose de retenir l'hypothèse d'un coût de 80 €/MWh_{th}, correspondant au coût d'une production par méthanisation en 2050, estimé par l'ADEME dans l'étude « 100% gaz renouvelable » pour un déploiement d'ampleur de ce procédé.

Coût des réseaux

Les analyses économiques menées dans le cadre du Bilan prévisionnel intégreront une analyse sur le coût des réseaux associés aux différents scénarios de transition du système.

- Pour le réseau de transport, les évaluations s'appuieront sur des coûts normatifs pour différentes solutions-type de renforcement du réseau à long terme.

Dans le cadre des études détaillées, les solutions techniques sont proposées en tenant compte des spécificités de la zone étudiée (topologie du réseau, caractéristiques du patrimoine, nature du territoire...). L'éventail des solutions à disposition est très large, avec des dispositifs qui doivent être optimisés en intégrant les enjeux du territoire et des enjeux environnementaux. Dans sa démarche d'étude itérative, RTE affine tout au long du processus décisionnel le coût des solutions.

Ce raffinement étant impossible pour les études prospectives du Bilan prévisionnel, cette analyse s'appuiera sur des solutions standardisées pour répondre aux contraintes de transit sur le réseau en fonction du niveau de contraintes détectées et de la valorisation associée à celles-ci. Le Tableau 6 rappelle les principales hypothèses de coûts unitaires des ouvrages du réseau de transport proposées à la concertation dans le cadre du dernier Schéma de développement de réseau (SDDR) en 2018²⁰. L'utilisation de fourchettes de coûts (haute et basse) permet de traduire les incertitudes associées au chiffrage des scénarios.

Ces hypothèses seront actualisées pour leur application aux analyses économiques du prochain Bilan prévisionnel long terme, portant sur un horizon plus lointain que le précédent. Il s'agit notamment de prendre en compte les nouvelles technologies (courant continu, supraconductivité...) susceptibles d'être utilisées à l'horizon de la neutralité carbone.

- Pour les réseaux de distribution, l'analyse économique et les hypothèses de coûts s'appuieront sur les données transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution et sur les contributions apportées par les acteurs qui le souhaitent.

²⁰ Pour plus de détails, voir le document "Appel à contributions sur l'élaboration du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) 2018 » disponible sur le site de concertation de RTE : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

Solutions d'évolution du réseau		Fourchette de coûts	
		Bas	Haut
63kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	2,8	5,2
	Installation d'un transformateur déphaseur (M€/u)	1,5	2,7
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,1	0,5
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,3	0,7
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,2	0,5
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	0,8	3,5
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,4	2,1
90kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	4,2	7,8
	Installation d'un transformateur déphaseur (M€/u)	2,3	4,1
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,2	0,8
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,5	1,1
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,3	0,8
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,2	5,3
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,6	3,2
225kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	5,6	10,4
	Plateforme offshore (M€/u)	100	130
	Installation d'un transformateur (M€/u)	2,1	3,9
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,6	0,8
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,4	1
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,3	0,7
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,5	5,3
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,8	2,9
400kV	Construction d'une liaison sous-marine - plateforme (M€/km)	2,6	4,6
	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	10,5	19,5
	Installation d'un autotransformateur (M€/u)	4,2	7,8
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,4	1,3
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,8	2,1
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,6	1,2
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	2,2	6,6
320kV DC	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	1,1	3,4
	Création de 2 stations de conversion avec raccordement (M€/u)	154	305,5
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,3	3,9
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,6	2,1
	Construction d'une liaison sous-marine (M€/km)	0,8	2,8

Tableau 6 : principales hypothèses de coût unitaire des ouvrages de réseaux utilisées pour le SDDR 2018

Coût des dispositifs de flexibilité sur la demande

Différentes flexibilités peuvent être mobilisées pour l'équilibre du système, en complément des productions pilotables. Lors du groupe de travail « flexibilités » d'octobre 2020, les hypothèses de coûts de pilotage des consommations résidentielles du Tableau 7 ont été présentées.

	Gisement accessible en 2050	% ménages (parmi les ménages équipés)	Durée d'activation	Équipement nécessaire	Coût d'équipement
Véhicules électriques	~ 16 GW	80%	Modélisée finement sur la base des périodes de connexion et les besoins de mobilité des utilisateurs	Compteur communicant pour pilotage simple des recharges (HP/HC), application smartphone pour pilotage proche du temps réel + convertisseur courant alternatif/continu pour le V2G	Infrastructure SI pilotage temps réel : ~10€/an/véhicule (pour la collectivité) Convertisseur : ~ 20 €/an/véhicule*
Chauffage	~ 3 GW	50%	Deux activations non consécutives d'une heure sur une journée	Compteur communicant + déplacement d'un technicien, boîtier dédié pour pilotage proche temps réel	Intervention technicien : ~ 15 €/foyer/an** Boîtier : ~ 75€/foyer/an***
Climatisation	~ 0,5 GW	45%	Deux activations non consécutives d'une heure sur une journée	Compteur communicant + déplacement d'un technicien, boîtier dédié pour pilotage proche temps réel	Intervention technicien : ~ 15 €/foyer/an** Boîtier : ~ 75€/foyer/an***
Eau chaude sanitaire	~ 3 GW	90%	Possibilité de reporter la consommation de 10 heures	Possibilités de pilotage tarifaire intégrées par défaut à l'installation du compteur Linky	-
Usages blancs	~ 0,5 GW	35%	Possibilité de reporter la consommation de 10 heures	Boîtier dédié (écran d'information)	Boîtier : ~ 75€/foyer/an***
Cuisson	~ 1 GW	20%	Deux activations de 30 minutes sur une journée	Boîtier dédié (écran d'information)	« Boîtier » : ~ 75 €/foyer/an***

* CAPEX 200€/véhicule. Durée de vie : 15 ans.

** CAPEX 100€/foyer. Durée de vie : 10 ans.

*** CAPEX 300 €/foyer + OPEX 30 €/foyer/an. Durée de vie : 10 ans.

Tableau 7 : Hypothèses de coûts unitaires de pilotage de la consommation résidentielle

Coût du stockage par batterie

Pour les batteries stationnaires dédiées au système électrique, RTE propose de retenir trois hypothèses de coût. Ces hypothèses s'appuient sur une revue de littérature des coûts des projets de stockage stationnaire par batterie Li-ion, pour des batteries de 1h ou 4h (NREL, Bloomberg NEF, JRC, Lazard, Navigant, PEPS4, littérature académique...). Les OPEX fixes annuels sont estimés à 3,5% des CAPEX initiaux. La durée de vie estimée est de 15 ans.

€2019/kWh	batteries 1 h			batteries 4 h		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
CAPEX bas	370	190	175	260	130	115
CAPEX moyen	435	275	255	300	185	150
CAPEX haut	500	360	335	340	240	185

Tableau 8 : Hypothèses de coûts unitaires des batteries stationnaires

Coût des STEP (stations de pompage-turbinage)

Les coûts de construction des ouvrages hydroélectriques de STEP sont très dépendants des configurations locales (dénivelés, types de terrain, longueurs des canalisations, puissance, ...). Les coûts de réalisation de STEP récentes dans différents pays de l'OCDE donnés dans les publications de l'AIE²¹ illustrent cet écart : 3730 \$/kW pour 218 MW au Portugal, 1630 \$/kW pour 1000 MW en Suisse, 897 \$/kW pour 200 MW en Australie, 4426 \$/kW pour 1000 MW au Danemark.

En France, les projets de nouvelles STEP concernent en particulier le projet de Redenat en Dordogne, estimé à environ un milliard d'euros pour un ouvrage de 1200 MW de puissance²². Un autre projet de STEP est envisagé sur la Truyère, dans l'Aveyron, pour un coût d'environ un milliard d'euros²³ et une puissance estimée de 500 à 700 MW. Par ailleurs, EDF a annoncé l'augmentation de puissance de 240 MW de la STEP de La Coche (Savoie) pour un investissement de 150 M€²⁴.

Compte-tenu de ces éléments, RTE propose de retenir les hypothèses suivantes :

Hypothèse	Coûts de construction (k€/MW)	Coûts fixes d'exploitation (k€/MW/an)	Rendement (%)	Durée de vie (ans)
basse	650	15	80%	70
médiane	1 000			
haute	2 000			

Tableau 9. Hypothèses de coûts unitaires des nouvelles capacités de pompage hydraulique

²¹ Projected Costs of Generating Electricity, AIE/NEA, éditions 2015 et 2020.

²² Projet de station de transfert d'énergie par pompage de Redenat, ANNEXE à l'arrêté définissant les dérogations aux objectifs de qualité du schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux du bassin Adour-Garonne, Ministère de la transition écologique et solidaire,

²³ Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique, Audition de M. Bensasson, président-directeur général d'EDF Renouvelables, 16 mai 2019

²⁴ EDF Groupe, rapports et indicateurs, l'essentiel 2020

Coût des dispositifs d'efficacité énergétique

Au-delà des technologies de production et de flexibilité, l'efficacité énergétique (dans tous les secteurs) représente une autre forme d'investissement à mettre en œuvre pour la transition énergétique, et dont l'impact doit être pris en compte dans les analyses économiques, notamment pour les variantes portant sur des niveaux d'efficacité énergétique distincts de ceux prévus par la SNBC.

L'analyse économique a donc pour but de distinguer les transformations d'efficacité énergétique nécessitant les investissements les plus importants. Les premières hypothèses à date pour la rénovation énergétique dans le secteur du bâtiment sont présentées à titre d'exemple, mais la démarche a pour vocation d'être généralisée à d'autres secteurs.

Les hypothèses sur les coûts de rénovation énergétique sont reprises du rapport RTE-ADEME sur la décarbonation du secteur des bâtiments²⁵ publié en décembre 2020 et s'appuie en particulier sur des études de l'ADEME²⁶ qui recensent un grand nombre de travaux de nature variée.

Pour la rénovation du bâti, du fait de la complexité et de la diversité des opérations considérées, les coûts constatés dans la littérature couvrent une fourchette large. Ils dépendent en grande partie de la performance visée des opérations de rénovation. Pour simuler l'influence d'une possible industrialisation des procédés, une variante conduisant à une baisse de 30% de coûts de rénovation est envisagée.

Type de rénovation	Durée de vie (ans)	Gain théorique sur la consommation énergétique	Coût (€/m²)
Rénovation à performance modérée	50	-30%	100
Rénovation à haute performance	50	-50%	160

Tableau 10. Hypothèses de coûts de rénovation du bâti

Du côté du changement de système de chauffage, les mêmes sources permettent d'estimer un coût moyen à l'achat des différents systèmes de chauffage. La plupart de ces appareils étant arrivés à maturité technologique, peu d'évolution de leur coût d'achat est envisagée.

Type d'installation	Durée de vie (ans)	Coût moyen à l'achat (€ HT)	Coût d'entretien (€/an HT)
PAC air/eau	20	13 000	250
PAC air/air	20	8 000	150
Chaudière gaz	20	6 000	180
Chaudière fioul	25	8 500	180
Chaudière bois	25	12 500	500
Poêle à bois bûches/granulés	25	5 000	70
PAC eau/eau	20	16 000	250
PAC hybride	20	Variante basse : 10 000 Variante haute : 13 000	300
Radiateur électrique à effet Joule	20	400 €/kW, soit environ 3600 € pour un logement moyen	0

Tableau 11 : Coût moyen des principaux dispositifs de chauffage dans le secteur résidentiel

²⁵ RTE & ADEME, 2020. Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?

²⁶ ADEME, 2019. Rénovation énergétique des logements : étude des prix. ADEME, MTES, 2017, Coûts de la rénovation énergétique des logements Grand-Est – Observatoire de la région Grand Est.

Annexe 2 : récapitulatif des questions

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 ?

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 ?

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.) ?

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) ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

Question 13 – scénario N0 : 50% de nucléaire avec déclasséement 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 opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

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 ?

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...) ?

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 ?

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...) ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?
- Etes-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 ?