

Consultation RTE - Scénarios 2050

Cette [consultation](#) porte sur l'élaboration des futurs scénarios 2050 du Bilan prévisionnel ("futurs énergétiques 2050").

La consultation publique 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.

Les demandes prioritaires qui sont ressorties des ateliers de la première phase de concertation :

- 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.

Huit scénarios d'étude principaux



De nombreuses variantes et analyses de sensibilité, dont





Une grille d'analyse des scénarios selon quatre dimensions principales



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.

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.

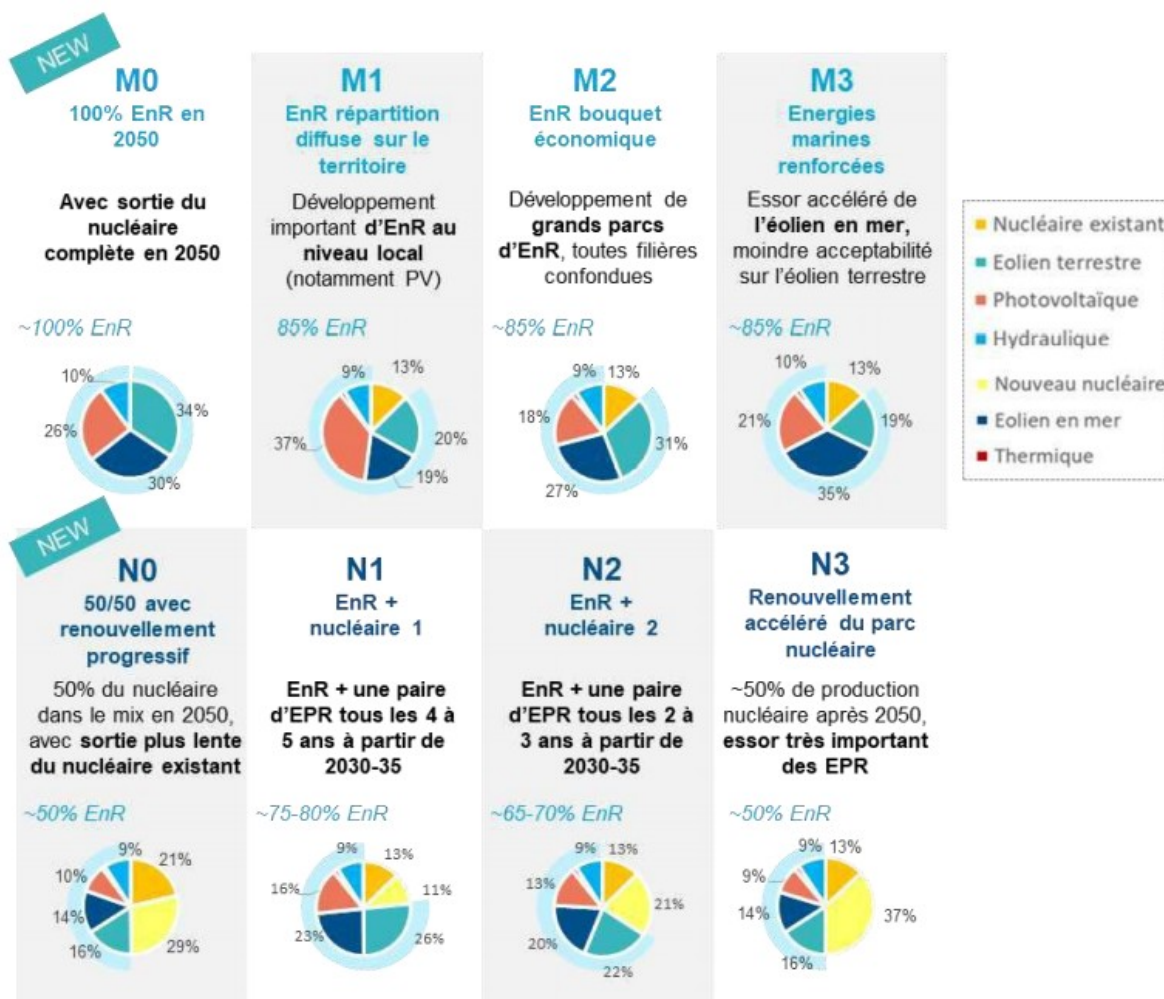


Figure 3. Synthèse des huit scénarios d'étude du Bilan prévisionnel de long-terme (estimations de répartition du mix électrique avant simulations de l'équilibre offre-demande)



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

Recensement des questions posées dans la consultation:

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

prévisionnel. p. 19.

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 ?

FNE04 est alignée avec le cadrage général proposé par RTE pour cette étude sur "les futurs énergétiques 2050". Il est cependant nécessaire de bien insister sur la nécessité d'atteindre la neutralité carbone en 2050 et de garder ce point comme un pilier phare de chacun des scénarios étudiés.

Il est aussi important que les scénarios soient évalués au regard de la résilience du système électrique à des chocs, de type crise sanitaire, mais aussi des chocs géopolitiques comme des attaques terroristes par exemple.

Par ailleurs, le chiffrage économique devra également donner des indications sur la répartition territoriale de la valeur ajoutée créée et des emplois.

Les scénarios nous semblent cependant incomplets, au sens où ils ne décrivent que les réseaux et les moyens de production correspondant. Il manque une différenciation des investissements dans les méthodes et processus concernant le traitement des déchets. Ainsi, en omettant de prendre en compte le traitement des déchets, que ce soit pour les énergies renouvelables ou pour le nucléaire, le cadrage sous-entend que les investissements seraient de même ordre de grandeur d'un point de vue financier. Or, ces coûts sont très divers, que ce soit sur le traitement des déchets ou le coût du démantèlement, en rappelant que les énergies renouvelables sont à 95 % recyclables.

Il y a une obligation d'assurance pour les énergies renouvelables que l'on ne retrouve pas dans l'énergie nucléaire où les dégâts dans la centrale sont assurés, mais pas ceux en dehors de la centrale où c'est alors l'Etat qui prend ce risque en charge et qui en est responsable. Cela n'est pas répercuté dans le modèle économique du nucléaire or un accident a été chiffré par l'Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire jusqu'à 430 milliards d'euros pour un accident majeur.

Question 2 – cadrage démographique et macro-économique p. 21.

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

Le cadrage démographique se base sur les projections de l'INSEE publiées en 2016 avec un point de départ en 2013. Ces projections seront mises à jour fin 2021 et aboutiront à une population plus faible pour 2050, du fait d'un ralentissement de la hausse de l'espérance de vie et de la natalité depuis 2013. Les projections d'Eurostat et de l'ONU aboutissent pour cette raison à une population inférieure à 71 millions en 2050 (https://population.un.org/wpp/Graphs/1_Demographic%20Profiles/France.pdf et <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/main/data/database>).

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

Il serait pertinent d'étudier une variante avec une hausse de la population moindre (voir la réponse à la question précédente), ainsi qu'avec une baisse de la décohabitation.

Sur les questions économiques, il serait intéressant d'envisager une variante avec un taux de croissance du PIB modérée voire très faible. Les scénarios étant très sensibles aux variations de croissance et de population, il semble nécessaire d'envisager une croissance moindre que celle mentionnée pour l'instant - qui est 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". Le taux de croissance nous paraît de plus très optimiste, puisque sur les 20 dernières années (2000 - 2019), le taux de croissance annuel moyen a été de 1,4 % (soit dans le bas de la fourchette proposée), et il s'avère que les prévisions officielles postulent une croissance généralement surestimée.

Question 3 – analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie p. 23.

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 ?

Il nous semble pertinent de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France, d'autant plus au vu du contexte actuel de la crise sanitaire qui a remis cette question dans le débat public (notamment sur l'industrie de la santé en général).

Plus précisément, dans la variante sur la relocalisation des secteurs industriels les plus émetteurs de CO₂ (c'est-à-dire notamment l'industrie lourde), il apparaît nécessaire de :

- prévoir une trajectoire compatible avec la neutralité carbone en France en 2050, donc la transformation des process avec notamment un usage de l'hydrogène, une incorporation plus importante de matières recyclées et une réduction des quantités produites. Pour cela, nous vous renvoyons sur les feuilles de route ADEME sur plusieurs secteurs de l'industrie lourde ;
- Intégrer les nouveaux objectifs de décarbonation au niveau de l'Union Européenne et l'impact qu'ils auront sur le mix énergétique des pays pour lesquels il est actuellement fortement émetteur.

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.) ?

La question de la relocalisation de l'industrie, notamment dans le secteur de la santé, doit également s'accompagner de la prise en compte de l'évolution des activités existantes au regard de l'objectif principal de neutralité carbone à l'image notamment en région PACA de l'évolution de l'industrie pétrolière de l'étang de Berre dont l'activité, et ses besoins en énergie, sont amenés à se réduire.

Se pose notamment la question des projets émergents de production d'hydrogène, tels que Hygreen dans notre département et dont la production ne peut pas être destinée à alimenter

le bassin industriel de l'étang de Berre alors même que ce dernier est appelé à décroître.

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

Partagez-vous le cadrage présenté pour les projections d'évolution de la consommation ?

L'approche reprend essentiellement les évolutions de la SNBC. Celles-ci paraissent particulièrement timorées dans plusieurs domaines. Depuis l'élaboration de la SNBC, de nombreux éléments (avis du Haut Conseil pour le Climat, Convention citoyenne, discussion des objectifs 2030 de l'UE, etc.) sont venus rappeler qu'il était nécessaire d'aller plus vite et plus fort sur la transition énergétique et les réductions d'émissions. Il nous semble donc indispensable de renforcer les hypothèses sur les progrès d'efficacité et les transformations sociétales amenant à des baisses de consommation plus marquées.

Dans le domaine du bâtiment, le fort potentiel de réduction de la consommation de chauffage par la rénovation complète et performante de l'ensemble du parc de bâtiments peut être mieux pris en compte, d'autant que c'est également un enjeu social (précarité énergétique). Une application déterminée et un renforcement progressif du "décret tertiaire" permettrait aussi des baisses de consommation sans doute plus poussées dans le tertiaire. Enfin, les progrès de performance énergétique des autres appareils électriques devraient également être poussés jusqu'au maximum technique d'ici 2050, dans l'optique d'un renforcement des réglementations européennes et des efforts des fabricants. Des évolutions de sobriété peuvent aussi être envisagées sur de nombreux appareils, que ce soit par comportement volontaire ou par la capacité grandissante des appareils à s'adapter très finement aux besoins réels des usagers (potentiel de l'IA à envisager).

Dans le domaine du transport, il ne paraît pas suffisant de reprendre les quelques évolutions assez marginales de la SNBC, il est important de tenir compte des changements profonds qui s'annoncent dans les pratiques de mobilité et qui ont été accélérés par la crise sanitaire (par ex. évolutions plus rapides du télétravail, du vélo et des alternatives à l'aérien que prévu avant la crise).

Enfin, il est nécessaire que les évolutions industrielles tiennent compte des évolutions sur l'usage des biens de consommation : une plus grande circularité de l'économie et les efforts réglementaires européens et français pour allonger la durée de vie et favoriser la mutualisation des produits devraient se traduire par une plus faible demande en matières premières. L'abandon progressif du plastique (notamment à usage unique) peut aussi être pris en compte.

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 ?

La SNBC a tendance à avoir une consommation totale d'électricité assez forte, donnant une part trop importante à l'électrification.

Selon vous, quelles sont les variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel ?

Il serait utile de prévoir une variante reflétant une transformation plus marquée des pratiques et modes de vie, notamment des changements plus profonds en matière de mobilité et parts modales, une sobriété plus forte sur l'aviation même à hydrogène (qui est une hypothèse envisageable, en particulier pour les déplacements professionnels) et une transformation des productions industrielles plus en phase avec une économie largement circulaire en 2050.

FNE04 souhaite aussi une variante avec une stabilisation de la demande d'électricité.

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 p.32

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 déclassement nucléaire retenue ?

Tout d'abord, la question n'est pas tant la trajectoire de "déclassement" que celle de maintien en service des réacteurs. Le scénario MO est cohérent avec l'arrêt des réacteurs à 50 ans au plus tard et à une non mise en œuvre ou un arrêt plus rapide de l'EPR de Flamanville.

En ce qui concerne les scénarios M1, M2 et M3, avec 13% de nucléaire existant, ils supposent le maintien d'environ 25% du parc actuel en y incluant Flamanville, ce qui signifie la prolongation des derniers réacteurs au-delà de 50 ans. Cela pose question en termes de sûreté.

Il s'agit ici de rappeler que les autorisations de prolongation du fonctionnement ne sont accordées que de 10 ans en 10 ans. Alors que le parc aborde les 4èmes visites décennales - qui ne sauraient être considérées comme des formalités - , cela revient à considérer ces prolongations comme acquises. Rappelons également que la durée de fonctionnement d'un réacteur reste tributaire de l'état des composants qui ne peuvent être remplacés ni réparés, comme la cuve qui voit s'accroître les risques de rupture brutale avec l'âge. Une telle prolongation suppose également qu'EDF dispose des moyens techniques et financiers pour y faire face, ce qui est loin d'être acquis.

Par ailleurs, cette hypothèse interroge car les réacteurs les plus récents du parc, susceptibles de rester en fonctionnement le plus longtemps, sont aussi, en bonne partie, ceux qui risquent d'être les plus vulnérables au stress hydrique. La question se pose d'ores et déjà pour Chooz (sur la Meuse, mais déjà concerné cet été), Civaux (sur la Vienne, enjeu pointé dès sa conception) et Golfech (sur la Garonne). Pour rappel, l'étude Explore 2070 (<http://www.gesteau.fr/sites/default/files/explore2070-hydrologie-surface.pdf>) prévoit une diminution des débits de 10 % à 40 % d'ici le milieu du siècle, les bassins les plus touchés étant ceux de la Seine et d'Adour-Garonne.

Il y a également la question de la tenue des réacteurs aux fortes chaleurs. Ainsi, il est à noter que l'IRSN souligne déjà que les calculs d'EDF concernant la tenue des diesels de secours à des épisodes de grand chaud dans la perspective de leur fonctionnement au-delà de 40 ans ne sont pas convaincants. Par ailleurs, les températures maximales de fonctionnement retenues pour les diesels d'ultime secours sont moins élevées que les +49°C initialement prévus (voir cette source : <https://www.capital.fr/entreprises-marches/securite-nucleaire-le-rapport-confidentiel-qui-met-en-cause-les-choix-dedf-1346562>), ce qui soulève la question du maintien en fonctionnement des réacteurs dans les zones les plus méridionales en cas de nouveaux records de chaleur.

Ces questions (sûreté, vulnérabilité au changement climatique) se posent bien sûr de manière encore plus lourde avec les scénarios N.

Le scénario N1 suppose de laisser fonctionner un certain nombre de réacteurs (une demi-douzaine au moins) au-delà des 60 ans révolus, une hypothèse dangereuse et qui ne saurait être tenue pour acquise.

L'enjeu de renouvellement du parc des scénarii N soulève des questions de faisabilité technique (au regard de l'état de la filière et du problème constant de perte de compétence), financière (le seul scénario des 6 EPR actuellement sur la table étant chiffré à 47 milliards d'euros), d'acceptabilité sociale bien sûr, mais aussi de compatibilité environnementale au regard des effets du changement climatique. Un renouvellement du parc suppose de s'interroger sur les conditions climatiques au tournant et à la fin du siècle, que ce soit au niveau de la baisse de débit des cours d'eau (au-delà de l'incapacité matérielle à refroidir les réacteurs, potentiels conflits d'usage, pression accrue sur la biodiversité avec les rejets d'eau chaude...) ou de la montée du niveau des mers, une bonne partie des sites en bord de mer étant situés sur des littoraux inondables (comme on peut le voir pour les sites de Gravelines et du Blayais sur cette carte : <https://coastal.climatecentral.org/map/>).

Aussi, nous nous interrogeons sur la prise en compte d'un éventuel arrêt anticipé et généralisé des réacteurs nucléaires pour des raisons de sûreté avant 2050 : 2060. Si un tel arrêt a lieu, est-ce que les conséquences sur les objectifs de neutralité carbone et la sécurité d'approvisionnement ont été envisagées ?

Selon vous, quel doit être le dimensionnement des scénarios en matière de production d'électricité en France ?

Si des échanges avec les pays voisins sont indispensables, la production d'électricité en France ne doit pas miser sur une hausse du solde exportateur (d'électricité et d'hydrogène) qui pourrait avoir des effets négatifs pour la rentabilité des moyens de production avec une baisse du prix de l'électricité..

Confirmez-vous l'intérêt, exprimé lors de la concertation, d'étudier les deux scénarios alternatifs (« M0 » et « N0 ») proposés ci-dessus ?

Il est nécessaire d'étudier le scénario M0 pour se mettre en capacité de voir les implications d'une baisse plus rapide de la part du nucléaire qui pourrait être occasionnée par différents facteurs internes ou externes.

Le scénario N0 s'appuie sur une sortie plus lente du nucléaire existant qui semble peu réaliste et mise sur un accord de l'ASN pour des prolongations plus importantes. Les conditions de réalisation d'un tel scénario doivent être explicitées s'il est retenu (ainsi que la possibilité que les prolongations ne puissent être validées). Par ailleurs, ce scénario crée un biais dans la comparaison du coût complet du système électrique avec des réacteurs déjà amortis qui fermeront quelques années plus tard par des moyens de production qui ne sont pas pris en compte en 2050 ou 2060..

Question 6 – scénario M1 : répartition diffuse d'EnR sur le territoire p.35

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 ?

La question de la planification territoriale est importante dans ce scénario et renvoie à la nécessité d'avoir une appropriation par les acteurs locaux sur ces sujets-là.

Concernant les véhicules électriques et les panneaux solaires, il est important de discuter de leur complémentarité (comme cette étude le fait : <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abd430/pdf>) . Il faut cependant aussi mentionner les limites du développement des véhicules électriques et les risques liés aux batteries.

Question 7 – scénario M2 : bouquet économique d'EnR p.37

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 ?

L'appropriation des énergies renouvelables par les acteurs locaux, dont les citoyens, est cruciale pour la bonne réalisation de leur développement.

Il faut aussi mentionner le risque de concentration du photovoltaïque au sud et de l'éolien dans les régions les plus ventées, ce qui induirait un appel plus fort au réseau.

A l'échelle locale se pose également la question de la concentration des projets autour des capacités actuelles de raccordement à l'image de notre département avec deux sites particuliers :

- le plateau des Mées qui voit se succéder et s'additionner des projets traités individuellement et donc l'impact cumulé n'est pas suffisamment pris en compte
- la montagne de Lure, qui dans un milieu remarquable, voit de nombreux projets se développer au risque de destruction d'espaces protégés à l'image du projet récent sur Ongles qui aurait pour effet une destruction de zone humide

ces deux exemples en cours ont pour effet de créer des conditions de défiance sur les projets de développement de photovoltaïque.

Les projets émergents de production d'hydrogène associés à des grandes surfaces de parcs photovoltaïques dédiés pour l'alimentation en électricité renouvelable, à l'image de Hygreen dans notre département ou encore Horizeo dans le Sud Ouest , risquent également de fragiliser l'adhésion habitants des territoires aux projets de développement du photovoltaïque.

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 p.39

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 ?

Il faut pouvoir répondre aux objectifs de développement de l'éolien offshore en excluant les

aires marines protégées des sites possibles.

Les retours d'expérience nous montrent qu'il y a un manque important de données environnementales pour prendre position sur la filière éolienne en mer à chaque débat public. Il y a donc un important effort de recherche à faire pour avoir toutes les données environnementales, ainsi que les impacts sur la pêche dans les zones concernées. C'est seulement avec ces données que l'on peut ensuite répondre plus précisément sur la possibilité de déployer des éoliennes en mer sur tel ou tel site, et impliquer les populations concernées (tels que les pêcheurs qui peuvent être favorables à ces développements). Il y a un besoin important d'études de fond sur ces questions-là.

Comme la France manque de retours d'expérience, il peut s'avérer nécessaire d'obtenir des retours d'expériences de pays comme la Belgique ou le Danemark (où les éoliennes en mer ont été construites avec l'implication des pêcheurs).

Sur le point plus précis de la possibilité du foisonnement sur les façades maritimes françaises, nous pouvons vous renvoyer vers cette étude d'Engie Green : <https://eolmernormandie.debatpublic.fr/images/documents/bibliotheque-debat/25.contribution-engiegreen.pdf>.

Question 9 – scénario M0 : 100% EnR en 2050 p. 41

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 ?

Pour ce scénario, il est intéressant de reprendre une consommation stable, et de bien étudier la répartition par type de technologie renouvelable. Il est recommandé de ne pas faire uniquement de grosses installations.

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 ?

Pour un scénario 100 % énergies renouvelables, la gouvernance territoriale est primordiale, avec une forte implication des acteurs locaux, dont les citoyens. Il faut aussi anticiper les progrès sur certains types de technologies.

Nous pouvons nous inspirer d'exemples à l'étranger, comme au Vietnam avec l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toits (ici : <https://www.pv-tech.org/vietnam-rooftop-solar-records-major-boom-as-more-than-9gw-installed-in-2020/>).

Selon vous, quelles sont les contraintes économiques et industrielles associées à la trajectoire de déclassement du nucléaire dans ce scénario ?

Question 10 – scénario N1: EnR et nouveau nucléaire 1 p.43

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 ?

Plusieurs questions peuvent être soulevées sur ce point : est-ce que EDF et Framatome sont en capacité économique, industrielle de mettre en service une paire de réacteurs/EPR tous les 5 ans à partir de 2035 ? Comment est prise en compte la forte probabilité que ce calendrier prévisionnel puisse être irréaliste dans la réalité ? Il ne nous semble pas réaliste, notamment au vu du retour d'expérience à la fois de la Finlande et de Flamanville sur les délais et sur l'augmentation considérable des coûts financiers.

Se pose aussi la question de la disponibilité des sites pour installer de nouvelles paires de réacteurs en tenant compte de l'acceptabilité sociale et des démarches réglementaires sur d'éventuels nouveaux sites et les contraintes de stress hydriques, notamment sur les fleuves, sur les sites déjà existants.

Sur le déploiement du nouveau nucléaire, FNE04 considère que c'est un pari risqué face à l'urgence climatique. C'est une solution qui est lente à mettre en place, puisqu'il faut en moyenne 10 à 19 ans pour qu'un projet nucléaire voie le jour (d'après le GIEC), entre la décision et la production d'électricité, sans certitude sur la date réelle de fonctionnement (sur les 52 réacteurs en construction dans le monde, 33 connaissent des retards d'après le World Nuclear Report). Ces délais sont trop importants, alors que le dérèglement climatique demande des solutions ayant déjà un impact fort dans les 10 années à venir.

Le nucléaire est, de plus, une énergie que le GIEC classe loin derrière les énergies renouvelables et les économies d'énergie au regard des Objectifs de Développement Durable, en prenant en compte les coûts élevés, la nécessité d'un soutien public important (voire de conditions monopolistiques), l'enjeu de la gestion des déchets, les impacts sur la ressource en eau, la pollution des mines d'uranium, le risque de prolifération et le défi d'assurer l'indépendance totale des autorités de contrôle face aux pressions économiques et politiques.

C'est une énergie qui est sensible aux risques climatiques, naturels et géopolitiques, avec des impacts écologiques portant au-delà du climat. La question du stress hydrique en France est particulièrement présente, puisque le nucléaire représente 30 % de l'eau douce consommée, ce qui en fait le deuxième consommateur d'eau après l'agriculture. L'eau rejetée est plus chaude, mais aussi polluée par des rejets radioactifs et chimiques (même si des seuils sont fixés, cela correspond à un droit à polluer). Il y a aussi les risques naturels tels que les inondations ou les risques sismiques, alors qu'en France 5 centrales sont situées dans des zones de sismicité "modérée à moyenne" d'après l'IRSN (Chinon, Bugey, Saint-Alban, Cruas et Tricastin). En raison d'une maintenance globale incomplète, il y a régulièrement des incidents de non-tenue au séisme sur le parc nucléaire.

Outre la sensibilité du nucléaire à des risques externes, il produit de façon intrinsèque des déchets ingérables tout au long de son cycle de vie, et ce dès l'extraction sur les sites miniers (avec des atteintes aux écosystèmes et de la pollution des ressources en eau). La majeure partie de ces déchets n'est pas réutilisable en tant que tel : en France, c'est près d'1,5 million de mètres cubes de déchets (hors déchets miniers) qui ont déjà été produits. Or, la question du confinement sûr de ces déchets n'est pour l'instant pas résolue, et ce avec des déchets radioactifs sur des milliers d'années (voire des centaines de milliers d'années pour ceux à « haute activité »). À cela s'ajoute l'enjeu de démocratie locale lorsque les sites de stockage sont imposés à des populations qui n'en veulent pas. Toute cette gestion des déchets a un coût, qui ne va qu'augmenter, alors qu'on peut s'interroger sur le montant des provisions constituées par les exploitants pour y faire face.

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 ?

Il faut prendre en compte la montée du niveau des mers et les menaces pour les centrales situées sur les littoraux . Cette ressource permet de mieux visualiser cette question : <https://coastal.climatecentral.org/>

Il y a aussi une baisse du débit des cours d'eau (cf ce document : <http://www.gesteau.fr/sites/default/files/explore2070-hydrologie-surface.pdf>)

Il est nécessaire de rappeler qu'il y a un arrêt des centrales nucléaires en période de canicule. Cela touche à la fois les centrales même, mais expose aussi les personnels qui y travaillent puisque certaines zones ne sont pas ventilées, ce qui met en danger le personnel.

La crise sanitaire a aussi démontré la difficulté d'assurer la maintenance des centrales en période de chocs.

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 p.45

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 ?

Montée du niveau des mers et menaces pour les centrales situées sur les littoraux : <https://coastal.climatecentral.org/>

Baisse du débit des cours d'eau : <http://www.gesteau.fr/sites/default/files/explore2070-hydrologie-surface.pdf>

Question 12 – scénario N3 : 50% de nucléaire p. 47

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 ?

EDF/Framatome sont-ils en capacité économique, industrielle de mettre en service plus d'une paire de réacteurs/EPR tous les 2 ans à partir de 2035 ? Comment est pris en compte la très forte probabilité que ce calendrier prévisionnel soit inapplicable et irréaliste dans la réalité ?

Quid de la disponibilité des sites pour installer de nouvelles paires de réacteurs en tenant compte de l'acceptabilité sociale et des démarches réglementaires sur d'éventuels nouveaux sites et les contraintes de stress hydriques, notamment sur les fleuves, sur les sites déjà existants ?

Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

Montée du niveau des mers et menaces pour les centrales situées sur les littoraux : <https://coastal.climatecentral.org/>

Baisse du débit des cours d'eau : <http://www.gesteau.fr/sites/default/files/explore2070-hydrologie-surface.pdf>

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 déclassement progressif p.49

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

Non.

Ce scénario n'est a priori pas compatible avec la PPE puisque la part de nucléaire en 2035 serait supérieure à 50%. De ce fait, ce scénario ne sort-il pas du cadre de cette étude ?

Le pari de prolongations d'une partie conséquente des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans dans une feuille de route risque d'engendrer une baisse des exigences de sûreté sur les réacteurs en question et donc d'augmenter le risque d'accident nucléaire. Il est aussi nécessaire d'étudier l'acceptabilité sociale pour une prolongation jusqu'à 60 ans des réacteurs, qui ne nous semble pas acquise.

Quelles hypothèses sont faites sur les facteurs de charge de ces réacteurs vieillissants, notamment lors des opérations liées aux visites décennales qui seraient probablement de plus en plus majeures, longues et coûteuses ? La sécurité d'approvisionnement dans ces périodes critiques pourra-t-elle être garantie ? Quelles sont les hypothèses sur le prix de prolongation jusqu'à 60 ans des réacteurs en question ?

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 p.52

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 ?

En ce qui concerne le nucléaire, nous reprenons les arguments énoncés précédemment sur le fait qu'il est difficile de construire des nouvelles centrales sur les sites existants (avec notamment des fleuves qui sont surchargés) et les sites en bord de mer qui sont aussi déjà bondés. Cela sous-entend que s'il y a de nouveaux réacteurs, il est nécessaire d'avoir de nouveaux sites, or cela est compliqué d'un point de vue de l'acceptabilité sociale de tels projets au niveau local.

Sur les énergies renouvelables, il est nécessaire d'avoir une contribution régionale à un scénario 100 % renouvelables pour permettre un équilibre entre production et consommation (sauf au niveau de l'Île de France). Cela est réalisable notamment en faisant appel au réseau, avec des régions comme la Bretagne qui pourrait par exemple produire plus que ce qu'elle ne consomme. C'est aussi une possibilité de renforcer l'autonomie territoriale, et de rendre les territoires plus autosuffisants et résilients. Chaque région peut aussi avoir une complémentarité et mettre en avant certains avantages par rapport à certains types d'énergies renouvelables.

Il est nécessaire, pour les énergies renouvelables, d'impliquer les collectivités et de les investir dans la production, ce qui est aussi une volonté de leur part.

Plus précisément, sur le solaire diffus, ce développement est économiquement plus cher, il faudrait prendre en compte les études qui sortent à l'international sur le bon couplage entre les batteries et le solaire.

Et de façon plus générale, nous faisons le constat qu'il y a deux démarches contrastées concernant la localisation des installations selon les productions. Cela a déjà été mentionné en GT5, mais la démarche conduisant à l'installation d'énergies renouvelables prend en compte les attentes sociétales et les données environnementales, et s'inscrit dans un processus de consultation cohérent avec celui de la présente consultation. A l'inverse, pour les installations des sites de production nucléaire, les seuls critères mentionnés sont des critères d'ordre technique. Il n'y a pas de parallélisme entre les méthodes employées et ceci introduit un biais méthodologique qui nuit fortement à la crédibilité de la présente consultation.

Question 15 – analyse des effets du climat sur le système p. 56

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 ?

Le refroidissement des centrales nucléaires en bord de fleuve est conjointement menacé par la hausse de la température et la diminution des débits des cours d'eau. En effet, dans les deux cas, le risque est de ne pas respecter les contraintes de température de l'eau en aval des centrales.

Il faut aussi prendre en compte la perte de production en cas de hausse de la température de la source froide.

Pour le photovoltaïque, au contraire, on peut considérer l'augmentation de l'ensoleillement. Par exemple en 20 ans à Lyon, il y a eu entre 10 et 15% en plus d'ensoleillement.

Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour modéliser les différentes productions ?

Le facteur de charge des éoliennes a énormément augmenté ces dernières années aux Etats-Unis grâce au progrès technique (voir cette étude : <https://emp.lbl.gov/publications/wind-energy-technology-data-update>). Si c'est moins le cas en Europe pour l'instant, c'est en partie à cause de systèmes de soutien qui incitent peu à augmenter ce facteur.

Le facteur de charge du PV a largement augmenté en France (+0,2 points de pourcentage par an entre 2012 et 2019) ce qui n'est dû ni à la météo ni à l'évolution géographique des installations.

Il faut prendre en compte ces évolutions, sans quoi les facteurs de capacité estimés seront

biaisés.

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 p. 61

Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour évaluer les besoins de flexibilité ?

De façon générale, nous considérons que les hypothèses proposées par RTE sont crédibles sur les besoins de flexibilité.

Plus précisément, il peut être intéressant de s'intéresser à l'automatisation de certains besoins, comme l'extinction des panneaux publicitaires.

Il y a aussi un sujet sur le Vehicule-to-Grid.

L'éducation à la flexibilité, qui n'est pour l'instant pas développée, est aussi cruciale pour pouvoir accéder à des gisements supplémentaires. Cela pose la question de l'acceptabilité et de la nécessité d'une sensibilisation plus forte à ces sujets. Il est donc nécessaire d'impliquer les consommateurs sur ces questions-là, avec un travail nécessaire de pédagogie et d'actions concrètes pouvant être mises en œuvre (en expliquant par exemple l'intérêt de décaler les machines à laver). Cela s'insère nécessairement dans les questions de décentralisation et d'appropriation du système électrique, que ce soit du point de vue de la consommation mais aussi de la production.

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 p. 65

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 ?

Il faut tout d'abord rappeler que pour l'instant, l'hydrogène est une énergie fortement émettrice de gaz à effet de serre, puisque en France, 94 % de l'hydrogène est produit à partir de ressources fossiles (vaporeformage de gaz fossile, oxydation d'hydrocarbures et gazéification du charbon), avec un impact néfaste pour le climat. La production d'hydrogène conduit ainsi à l'émission de 11,5 MtCO₂/an, soit environ 3 % des émissions nationales (d'après le "Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique - juin 2018

(https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf).

Une démocratisation de l'hydrogène nécessite une production d'électricité importante et supplémentaire à l'usage actuel de l'électricité. Cela nécessiterait d'installer des capacités supplémentaires afin de produire de l'électricité dédiée à l'électrolyse de l'eau, soit en augmentant le parc nucléaire actuel, soit en développant de nouvelles et nombreuses installations de production d'électricité renouvelables, soit en important de l'énergie via le marché européen (énergie carbonée la plupart du temps), soit en diminuant drastiquement notre consommation d'électricité dans les autres secteurs. D'autant plus que la production d'hydrogène présente un rendement estimé entre 50 et 60%. Cela signifie que pour obtenir 1 unité d'énergie pour un moyen de transport tel que l'avion par exemple, il faudra consommer près de 2 unités d'énergie au total.

De plus, le fait de considérer l'hydrogène comme la solution à la décarbonation du secteur de l'aviation est un pari incertain et risqué puisque l'usage d'hydrogène ne démarrera pas avant 2035 et sa hausse ne sera que très progressive ensuite (en étant limitée à certains vols courts et moyens courriers).

Et cela implique aussi une concurrence avec d'autres secteurs sur les ressources disponibles. Il ne sera certainement pas possible dans les 20 prochaines années de développer les capacités électriques permettant à la fois de maintenir l'usage de l'électricité que nous avons actuellement dans notre mode de vie et de passer l'ensemble des engins de transports (roulant, volant voire flottant) à l'électrique ou à l'hydrogène « vert ».

Par exemple la demande en énergie d'un secteur aérien décarboné à l'aide d'hydrogène et de carburants de synthèse, est estimée à 21 000 TWh en 2050 soit 84 % de l'énergie renouvelable disponible en 2040 selon le meilleur scénario de développement des énergies renouvelables du World Energy Outlook 2019 (25 000 TWh).

Si on veut produire cet hydrogène à base d'électricité afin de neutraliser les émissions de CO₂ dans la phase amont, il faudrait disposer de 16 réacteurs nucléaires supplémentaires de 900MW (réacteur le plus courant en France) pour la production de l'hydrogène utile à l'aéroport Roissy Charles de Gaulle si l'ensemble de ses vols passait à l'hydrogène.

Pour adopter une trajectoire de réduction des émissions du transport aérien similaire à celle prévue par la SNBC pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 (-82%), il faudrait pas moins de 24 réacteurs nucléaires dont l'intégralité de la production serait fléchée vers la production d'hydrogène pour le transport aérien, et ce en contenant le trafic à son état de 2018.

De façon plus générale sur la production d'hydrogène, la seule solution réellement conforme aux objectifs de développement durable est la production par électrolyse à partir d'énergies renouvelables, sur la base d'une certification « verte » cohérente et vérifiée. Cette production devra être autant que possible nationale voire européenne. Dans un premier temps, les quantités produites dans ces conditions seront donc limitées. Par ailleurs, l'électrolyse nécessite une certaine quantité d'eau qui pourrait entrer en concurrence avec d'autres usages.

Si l'hydrogène est aujourd'hui utilisé principalement pour le raffinage d'hydrocarbures et la production d'engrais azotés de synthèse, ces usages doivent se réduire fortement afin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Dans le même temps, l'arrêt de l'importation

de gaz naturel libèrera certaines infrastructures qui pourront être reconverties.

Les capacités de production d'hydrogène dans de bonnes conditions environnementales, c'est-à-dire par électrolyse à partir d'électricité d'origine renouvelable, étant limitées, les usages doivent par ailleurs être réservés à des process ou fonctions pour lesquels d'autres vecteurs ne sont pas adaptés. C'est pourquoi nous préconisons de réserver l'usage de l'hydrogène en priorité :

- à des process industriels nécessitant des températures élevées de fortes chaleurs comme la métallurgie, la sidérurgie, la céramique, le verre et certaines chimies
- aux transports lourds tels les poids lourds, le secteur maritime, le transport ferroviaire sur les lignes pour lesquelles l'électrification présente des difficultés techniques ou ne serait pas rentable ou les véhicules utilitaires légers à usage professionnel nécessitant une grande autonomie et/ou une forte disponibilité.

Nous sommes donc fortement sceptiques sur la question du scénario Hydrogène +.

Il apparaît également nécessaire de prendre en compte les effets induits du développement de site de production d'hydrogène avec des moyens de production dédiés et le risque de rejet du reste du développement des ENR par un effet de « saturation » avec des projets industriels déconnectés des enjeux locaux (ex : Horizeo et ses 1000 ha de PV dédiés, Hygreen et ses 1500 ha de PV dédiés)

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...) ?

Il s'agit de construire les électrolyseurs proches des nœuds du réseau électrique ou des sites industriels qui utiliseront l'hydrogène permettra de réduire le besoin d'infrastructures de transport.

La question du transport d'hydrogène par une partie convertie du réseau actuel de transport de gaz pour alimenter le transport lourds (poids-lourds, trains) se pose sous réserve de sa faisabilité (maillage du réseau, parois adaptées à l'hydrogène)

Question 18 – hypothèses sur le mix européen p. 67

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 p. 70

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 p. 74

Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse sociétale des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?

Sur les attentes sociétales, elles sont prises en compte dans la partie énergies renouvelables mais pas sur la partie nucléaire (comme mentionné dans la réponse à la question 14). Or il y a un risque de non appropriation et non acceptabilité des nouvelles installations nucléaires, notamment par rapport aux risques induits par cette énergie.

La non baisse des consommations est un risque de non acceptabilité de la transition énergétique : tant qu'aucune baisse des consommations n'est perçue au niveau du territoire notamment, il y a une opposition à la production additionnelle d'énergies (quelle soit renouvelable ou autre). Il est donc important d'avoir une hypothèse dans des scénarios avec des baisses de consommations d'électricité.

Partagez-vous les principaux axes d'étude proposés pour l'analyse sociétale (acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité) ?

L'acceptabilité est une notion qui mérite d'être questionnée. Elle laisse entendre que la bonne solution serait définie par quelques sachants et qu'elle devrait être acceptée par les personnes impactées. Il est plus intéressant de parler d'appropriation des enjeux et de construction collective des solutions techniques ou non-techniques.

Avez-vous des éléments ou des références à partager pour enrichir ces analyses ?

Question 21 – cadrage de l'analyse environnementale p. 77

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 ?

De façon générale, il manque dans la grille d'analyse proposée par RTE l'enjeu de la résilience et de la capacité à résister à un choc : crise sanitaire, catastrophe naturelle d'ampleur, etc...

Il manque aussi la prise en compte d'un accident industriel ou d'un attentat dans une installation nucléaire. Il s'agit donc d'intégrer un scénario d'accident en partant des travaux de l'IRSN qui estime à 430 milliards d'euros un tel accident

(https://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20130219-Travaux-recherche-IRSN-cout-economique-accidents-nucleaires.aspx).

Il faut aussi ajouter à cela le problème de faisabilité du stockage des déchets nucléaires qui rend plus hypothétique la poursuite de la filière nucléaire.

Pour limiter les contraintes environnementales, il est nécessaire d'avoir une vraie dynamique de baisse de la consommation. Dans le cadre de ces scénarios, étudier à minima le maintien (ou la non-augmentation) de la consommation serait bienvenu.

Sur l'analyse des émissions de gaz à effet de serre du nucléaire par rapport aux énergies renouvelables, la comparaison n'est pour l'instant pas réalisable. Il est donc difficile de considérer que le nucléaire est réellement décarboné, car nous manquons actuellement de données sur ce point. De plus, il faut prendre en compte les impacts autre que carbone, mais aussi l'analyse environnementale de façon générale.

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 p. 82

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 ?

Concernant les différentes hypothèses de coûts, il faut prendre en compte les intérêts durant la construction, qui sont importants en particulier pour les centrales nucléaires. Il s'agit donc de spécifier le temps de construction et la répartition des dépenses pendant cette construction. Il faut aussi prendre en compte les coûts de démantèlement des réacteurs nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires. En ce qui concerne le démantèlement, il n'y a pas encore de retour d'expérience en France à ce sujet, mais il est possible de s'appuyer sur l'expérience de l'Allemagne, qui tend à démontrer que le démantèlement a un coût plus élevé que la construction. De façon générale, il n'y a pas de maîtrise des coûts concernant l'énergie nucléaire.

Plus précisément, sur le taux d'actualisation, une étude récente aux Etats-Unis retient un taux de 2% : *Carbon-neutral pathways for the United States* de Williams, J. H., Jones, R. A., Haley, B., Kwok, G., Hargreaves, J., Farbes, J., & Torn, M. S. (2021). Pour prendre en compte les coûts de très long terme comme ceux dus à la gestion des déchets nucléaires, il serait pertinent d'appliquer un taux d'actualisation diminuant au cours du temps comme recommandé par ce panel d'expert dans *How should benefits and costs be discounted in an*

intergenerational context? The views of an expert panel. (December 19, 2013) de Arrow, K. J., Cropper, M., Gollier, C., Groom, B., Heal, G. M., Newell, R. G., ... & Weitzman, M. (2013). Et comme c'est pratiqué aux Etats-Unis pour les déchets nucléaires : *U.S. Government Accountability Office, Nuclear Waste Management: Key Attributes, Challenges, and Costs for the Yucca Mountain Repository and Two Potential Alternatives Highlights*, Washington D.C. (2009).

Nous pouvons aussi reprendre le coût de l'EPR de Flamanville qui continue d'augmenter. Pour rappel, il avait été budgété à 3,3 milliards d'euros en 2006 et pourrait finalement coûter en tout 19,1 milliards d'euros selon l'évaluation menée en 2020 par la Cour des Comptes en ajoutant des coûts supplémentaires. Cette même Cour des Comptes estime le coût de production d'électricité des nouveaux réacteurs dans une fourchette de 70 à 90€ en s'appuyant sur les coûts de construction de l'EPR, sans cesse relevés. À titre de comparaison, l'éolien et le solaire coûtent actuellement entre 50 et 65€ par mégawatt-heure.

Aussi, nous nous interrogeons sur le fait de prendre le coût de production de l'hydrogène bas carbone comme exogène. L'intérêt du Power-to-Gas est de faire de l'électrolyse quand le prix de l'électricité est faible, ce qui arrive souvent dans un système largement renouvelable.

Concernant les prédictions d'évolution des facteurs de charge, il semble nécessaire de l'étudier, que ce soit pour les énergies renouvelables (avec notamment les progrès technologiques qui font augmenter ce facteur de charge et l'exploitation des meilleurs filons en premier qui peut avoir l'effet inverse), ou pour le nucléaire (où l'on peut s'attendre à un facteur de charge des anciens réacteurs qui diminuent avec le temps et des normes plus exigeantes, des arrêts plus longs car plus d'opérations à faire et des visites décennales bien plus conséquentes).