

Consultation publique BP 2050 – Réponse EDF

EDF tient à saluer la qualité du travail réalisé par RTE ainsi que sa volonté de transparence. En effet, les éléments partagés, pertinents et détaillés, permettent une analyse rigoureuse.

EDF souhaite contribuer activement au processus d'élaboration du Bilan Prévisionnel 2050 et fournit, via cette présente note, des réponses, compléments et remarques au questionnaire mis à disposition par RTE, visant ainsi à alimenter la poursuite des travaux.

Q1 – 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 ?

EDF partage la démarche retenue par RTE pour mener à bien le bilan prévisionnel 2050 et répondre à l'objectif d'éclairer la puissance publique sur les jalons et moments charnières à respecter pour atteindre la neutralité carbone de l'économie en 2050 et au-delà. Cet exercice est d'autant plus important que des décisions doivent être prises à court terme si la France veut conserver une trajectoire compatible avec les accords de Paris.

L'atteinte de la neutralité carbone nécessite de chasser le CO₂ de notre quotidien en réduisant drastiquement les fossiles de nos usages, alors qu'en France ils représentent encore près des 2/3 de nos consommations énergétiques (transport, bâtiment, industrie, agriculture).

L'électricité a un rôle central à jouer car elle est vecteur à la fois d'efficacité énergétique (multipliant les rendements par 3 dans le cas du véhicule électrique ou de la pompe à chaleur par exemple) et de décarbonation (grâce à des technologies de production non émettrices d'ores et déjà matures : nucléaire, hydraulique, éolien terrestre et maritime, solaire). Ainsi, la Stratégie Nationale Bas Carbone prévoit, pour atteindre la neutralité carbone en 2050, une division par près de deux des consommations d'énergie d'ici à 2050. Elle table dans le même temps sur une hausse modérée de la consommation d'électricité.

Il s'agit donc de conserver un mix de production électrique déjà très largement décarboné (grâce à son parc nucléaire et EnR) tout en répondant à une consommation d'électricité en hausse modérée.

Sécuriser un tel mix dans la durée (à l'horizon 2050 et au-delà) suppose de prendre dès à présent des décisions structurantes :

- **Accélérer le déploiement du photovoltaïque, de l'éolien terrestre et de l'éolien maritime** afin de mettre la France sur une dynamique d'équipement du pays en capacités renouvelables cohérente avec ses ambitions, ce qui suppose d'au moins doubler le rythme d'installation actuel. A court terme, ceci devrait se traduire par le lancement de nouveaux appels d'offres. Il sera essentiel que ces appels d'offres permettent à l'industrie française de prendre des positions dans la compétition mondiale là où elle dispose d'avantages ;
- **Engager rapidement la construction de 10 GW de nouvelles tranches nucléaires EPR** afin de relancer une dynamique de construction et de pouvoir disposer d'un socle significatif de production électrique décarbonée et pilotable dans la durée, en s'appuyant sur une filière industrielle française d'excellence. **C'est une décision sans regret qui constitue la meilleure garantie d'assurer dans la durée décarbonation de l'économie, sécurité d'approvisionnement et coût de l'électricité abordable pour la collectivité.**

- **Investir dans la recherche et développement** dans les domaines de la capture et stockage carbone, de l'hydrogène, des batteries, de l'éolien flottant, du vieillissement des matériaux des réacteurs existants, du SMR.

En revanche, compte tenu du délai qui nous sépare de l'horizon 2050 et des très nombreuses incertitudes, il ne paraît pas opportun de décider aujourd'hui précisément ce que devrait être le mix de production électrique en 2050 et de définir dès maintenant la trajectoire des 30 prochaines années vers un « optimum » qui ne serait que le résultat d'hypothèses très incertaines et qui pourrait reposer sur des paris technologiques et économiques qui ne se révéleront que dans 10 voire 20 ans. Il paraît donc préférable pour éviter les risques de regrets de rester manœuvrant et d'évaluer, d'ici 10 ans, comment affiner les hypothèses et donc les résultats, en fonction du rythme de développement réel des énergies renouvelables, de l'évolution de la demande en électricité, et de l'évolution des maturités technologiques et économiques.

Les spécificités de la consommation et du territoire français font qu'il n'est aujourd'hui pas réaliste de faire le pari d'un mix 100% renouvelables. Cela poserait des problèmes de gisements (au sens de l'espace nécessaire, les moyens EnR ayant une emprise au sol importante), nécessiterait des rythmes de déploiement héroïques (plus de 12 GW par an de panneaux photovoltaïque et d'éoliennes pendant 30 ans contre 2 à 3 GW actuellement), remettrait profondément en question la structure des réseaux (en particulier la reconfiguration profonde du réseau très haute tension français et la construction de nouveaux corridors Ouest-Est, sans doute souterrains pour augmenter les chances d'être acceptés et donc très coûteux, pour ramener l'électricité produite en mer vers les centres de consommation) et reposerait sur des paris technologiques risqués et coûteux pour assurer l'équilibre du système. En cas d'échec de l'un de ces paris, le recours à des technologies carbonées pour pallier les dernières dizaines de pourcents restantes conduirait à recarboneur le mix français.

Compte tenu de l'état de ses connaissances, **EDF estime que l'ambition de décarbonation de la France nécessite de disposer à l'horizon 2050 d'un mix de production électrique s'appuyant sur 150 à 235 GW d'ENR et 30 à 50 GW de nucléaire :**

- 1) **le développement de 150 à 235 GW d'ENR** (vs 53 GW aujourd'hui) suppose que l'ensemble des acteurs de la filière continue d'accompagner l'accélération des ENR en France ;
- 2) **il est de la responsabilité industrielle d'EDF de garantir la possibilité de disposer d'un socle significatif de nucléaire dans la durée, au minimum 30 GW, et en fonction de la réalisation ou non de certaines hypothèses jusqu' à 50 GW.**

Pour sécuriser 30 à 50 GW de capacité nucléaire à l'horizon 2050, la France doit engager un programme de 3 paires de réacteurs EPR, commandés rapidement pour être mis en service à partir de 2035. Ce programme de 10 GW est une option sans regret pour le pays. En effet, hormis un scénario 100% renouvelables que nous jugeons trop hasardeux, le lancement d'un programme de 6 EPR permet de garder ouvertes toutes les autres options envisagées par RTE.

En effet, cette décision est compatible avec :

- la poursuite de nouvelles constructions nucléaires à un rythme comparable aux années 2023-2040 conduisant à un parc d'une trentaine de GW de nucléaire en 2050 et au-delà – en ligne avec le scénario N1
- l'accélération des constructions de nouveaux réacteurs conduisant à un parc de 40 GW de nucléaire en 2050 (scénario N2). La filière industrielle nucléaire française est d'ores et déjà dimensionnée pour pouvoir absorber un tel rythme (cf. détail en question 11)
- l'atteinte d'un mix 50% nucléaire – 50% EnR (scénarios N0 et N3), ce qui nécessite de disposer d'un parc nucléaire de 50 GW en 2050 d'après nos estimations. Disposer de ce volume de nucléaire peut apparaître comme un défi industriel ; néanmoins diverses solutions techniques

pourraient permettre d'y répondre à l'horizon 2030-2035 : accélération du rythme de construction de nouveaux réacteurs EPR, développement de SMR en complément, poursuite de l'exploitation de tranches existantes au-delà de 60 ans. S'agissant de ce dernier point, le scénario industriel de référence de l'entreprise est aujourd'hui une durée d'exploitation de 60 ans mais la possibilité d'exploiter au-delà n'en est pas pour autant écartée. En effet, des innovations technologiques ou de possibles nouveaux modes d'exploitation pourraient nous conduire à nous ré-interroger sur la stratégie actuelle. Elle doit donc continuer de faire l'objet de travaux préliminaires et d'une veille technologique. Si la viabilité économique et industrielle des SMR et la poursuite de l'exploitation au-delà de 60 ans restent des questions encore ouvertes à ce jour, nombre d'incertitudes pourraient être levées à l'horizon 2030-2035 à condition toutefois de construire un premier démonstrateur SMR en France d'une part, et en fonction du retour d'expérience des premières visites de 50 ans des réacteurs 900 MW et de 40 ans des réacteurs 1300 MW d'autre part.

Ainsi, EDF invite RTE pour les scénarios N0 et N3 à ne pas chercher à caractériser dès aujourd'hui la répartition précise des 50% de nucléaire dans la production d'électricité en 2050. Cette question trouvera sa réponse à l'horizon 2030-2035.

Q2 – 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 ?

Le cadrage macro-économique des scénarios du Bilan prévisionnel repose sur les deux hypothèses suivantes :

- une croissance démographique portant la population à 71 millions d'habitants en 2050 ;
- 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.

A horizon 2050, les projections démographiques retenues sont acceptables du fait de la présence d'inertie démographique. Les projections passées montrent que les démographes arrivent à estimer sans trop d'erreurs la population sur une période de 30 à 40 ans. D'une part, la majorité des hommes et des femmes qui vivront à l'horizon 2050 sont déjà nés. Leur nombre pondéré par les taux de mortalité est généralement bien estimé. D'autre part, le nombre de nouveau-nés à ajouter peut être relativement bien estimé car les femmes qui mettront au monde des enfants dans les 20 prochaines années sont déjà nées.

Le cadrage démographique du Bilan prévisionnel de RTE retient l'estimation d'une population française s'élevant à 71 millions d'habitants en 2050 selon les projections de l'INSEE de 2017. Au vu des projections les plus récentes de population d'Eurostat, elle se situe dans la fourchette haute, correspondant au test de sensibilité portant sur une migration plus haute.

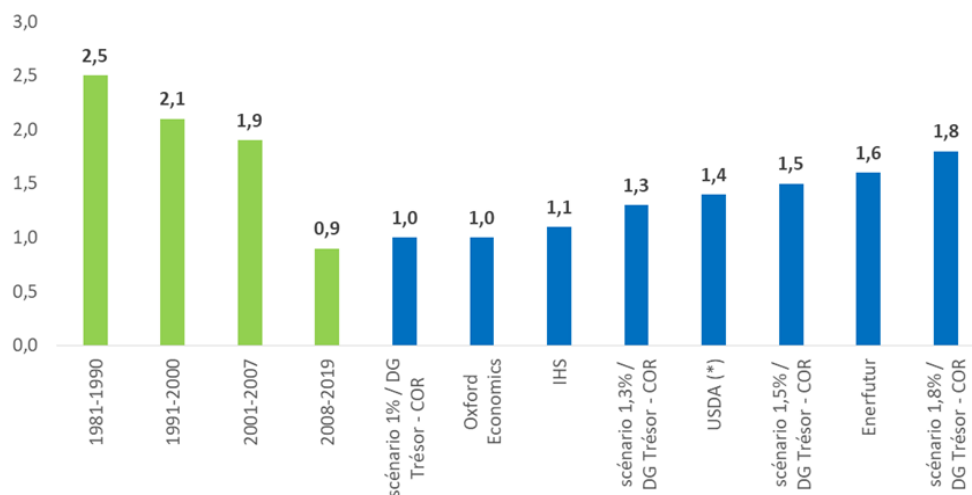
France: projections de population au 1er janvier 2050 par type de projection

Projections de référence	Test de sensibilité: fécondité plus basse	Test de sensibilité: mortalité plus basse	Test de sensibilité: migration plus haute	Test de sensibilité: migration plus basse	Test de sensibilité: aucune migration
70 010 903	65 244 886	70 727 210	70 883 652	69 138 693	67 367 248

Source : Eurostat, mise à jour le 20/07/2020

A horizon 2050, le Bilan prévisionnel de RTE table sur une croissance française comprise entre 1,3% et 1,7% par an. Il s'agit également d'une projection plutôt dans la fourchette haute au regard des projections des instituts internationaux comme Oxford Economics (1% par an) ou IHS (1,1%) mais qui reste inférieure à celle retenue par l'administration française.

France : projections annuelles de PIB sur la période 2020-2050



(*) A horizon 2030

En effet, cette dernière retient (via par exemple le Trésor et Conseil d'Orientation des Retraites) des hypothèses plus hautes¹ (taux de croissance supérieurs à 1,6% jusqu'en 2031) pour évaluer les besoins structurels du pays (comme c'est le cas pour l'équilibre de long terme des retraites).

Taux de croissance annuels moyens de la population active et du PIB en volume par tranche décennale retenus par l'administration (DG Trésor-Conseil d'Orientation des Retraites)

Rythme annuel de croissance moyen	2011-2021	2022-2031	2032-2040	2041-2050	2051-2060	2061-2070
PIB scénario 1,8%	0,7%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%
PIB scénario 1,5%		1,8%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%
PIB scénario 1,3%		1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%
PIB scénario 1%		1,6%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%

Source : scénarios DG Trésor pour les hypothèses COR 2020

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

Une variante haute alignée sur les projections de l'administration mériterait d'être étudiée : la croissance économique serait alors proche de 1,9%. Dans un tel scénario, le potentiel de croissance augmente grâce au progrès technique (la digitalisation et la robotisation de l'économie) et la réindustrialisation de la France.

Q3 – 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 ?

¹ Cf. page 38 du rapport de Novembre 2021 téléchargeable à l'adresse suivante : https://www.cor-retraites.fr/sites/default/files/2020-11/Fusion_Synth%C3%A8se%2Brapport.pdf

EDF est très favorable aux variantes autour du secteur industriel qui permettront de mettre en visibilité les impacts à la fois économiques, sociétaux et environnementaux pour la France d'avoir une stratégie industrielle volontariste et s'appuyant sur ses fleurons. Nous apportons ci-dessous des éléments qui conduisent à appeler prioritairement à une variante de réindustrialisation, même si la variante de relocalisation présente également des intérêts.

Les gains de productivité sont élevés dans l'industrie. Ceci explique la croissance économique forte dans les pays ayant su préserver leur tissu industriel. Etant donné le degré avancé de la désindustrialisation de la France, la transition énergétique risque d'aggraver le déséquilibre de la balance commerciale de la France en produits manufacturés, et ainsi de fortement rogner le bénéfice macro-économique du sevrage d'hydrocarbures importés. En effet, selon l'ADEME, quand la France investit un euro dans l'éolien terrestre, elle importe l'équivalent de 52 centimes et 90% des équipements de l'éolien terrestre sont importés.

Importation et investissement dans l'éolien terrestre selon l'ADEME

En millions d'euros courants		2006	2018
Equipements fabriqués en France	(a)	77	142
Importations d'équipements	(b)	624	1308
Construction, installation des équipements en France	(c)	349	792
Montage de projets, Études préalables en France	(d)	62	261
Total des investissements	$(e)=(a)+(b)+(c)+(d)$	1113	2503
Taux d'importation des équipements	$(f)=(b)/((a)+(b))$	89%	90%
Taux d'importation total	$(g)=(b)/(e)$	56%	52%

SOURCE : ADEME

Toujours selon l'ADEME, quand la France investit un euro dans le PV, elle importe l'équivalent de 41 centimes et 68% des équipements du PV sont importés.

Importation et investissement dans le PV selon l'ADEME

En millions d'euros courants		2006	2018
Equipements fabriqués en France	(a)	30	178
Importations des équipements	(b)	72	373
Installation, Études préalables	(c)	24	349
Distribution	(d)	0	0
Total des investissements	$(e)=(a)+(b)+(c)+(d)$	126	900
Taux d'importation des équipements	$(f)=(b)/((a)+(b))$	71%	68%
Taux d'importation	$(g)=(b)/(e)$	57%	41%

SOURCE : ADEME

A ce jour, les relocalisations sont restées peu nombreuses. La Direction générale des entreprises (DGE) a recensé 98 cas de relocalisations entre mai 2014 et septembre 2018. De même, Trendeo a identifié seulement 112 relocalisations de sites entre 2009 et 2020 dans l'industrie manufacturière (Trendeo, 2020).

Par ailleurs, les spécialistes dans le domaine des relocalisations et réindustrialisation (Mouhoud El Mouhoud, Université de Paris Dauphine) soulignent qu'on devrait plutôt observer dans les prochains temps :

- **un phénomène de non-délocalisation**, c'est-à-dire le fait que des entreprises choisissent de continuer à produire en France. La robotisation va accélérer (facilitée par la faiblesse des taux

d'intérêt et le besoin de rattraper le retard pris dans l'automatisation qui est 4 fois moins avancée en France qu'en Corée) ;

- **un phénomène de diversification des fournisseurs**, afin de ne plus dépendre exclusivement de deux ou trois pays et de disposer d'une solution de rechange si une chaîne de production s'arrête. Plutôt qu'une démondialisation, il est probable qu'il y ait une régionalisation des chaînes de valeur pour éviter les crises d'approvisionnement ;
- **une très forte mondialisation des services**. C'est un processus de post-mondialisation. Le numérique n'est pas contraint par les droits de douane ou les frais de transport de marchandises. Il y a la possibilité de séparer géographiquement production et consommation, comme pour la télémedecine, par exemple. Le monde qui se dessine est plus complexe que la vision simpliste d'une démondialisation post-crise.

Les économistes (cf. cercle des Economistes², Patrick Artus³) soulignent **que l'Etat ne peut financer que la relocalisation de quelques activités stratégiques** : *« Bien sûr, l'État peut toujours décider de subventionner la relocalisation d'une activité jugée stratégique. C'est ce qui est fait pour la batterie électrique (le subventionnement de la production européenne de batteries coûtera quand même près de 2 milliards d'euros aux États français et allemand), qui va être fait pour quelques médicaments, pour l'hydrogène (l'hydrolyse). Mais il est impossible que cette politique de subventionnement des relocalisations devienne une politique générale, au-delà de quelques industries particulières ».*

Une estimation du cabinet PwC⁴ d'un potentiel de 115 milliards d'euros par an d'importations stratégiques propices à des relocalisations pour sécuriser l'approvisionnement est citée. Sont identifiés 58 catégories de produits ou des services qui soulèvent des enjeux d'avenir et d'innovation et sont donc propices à une localisation de leur production. Des études de faisabilité de relocalisation de la production seraient en cours.

Pour autant, le principal problème de l'industrie française porte sur sa nécessaire montée en gamme qui reste un objectif majeur pour notre pays⁵. Le diagnostic est relativement admis aujourd'hui : la production française se situe à un niveau de gamme intermédiaire et son pouvoir de marché est plus faible. *« Si le débat public entourant le plan de relance met l'accent sur les relocalisations pour créer de l'activité industrielle, c'est bien d'industrialisation et de réindustrialisation qu'il s'agit de parler. **Les relocalisations ne constituent qu'un moyen parmi d'autres pour développer des activités productives sur le territoire français; et jusqu'à présent elles n'ont pas contribué de manière importante à la création d'emplois industriels. L'accent doit être mis sur le maintien de l'activité industrielle existante et sur l'implantation de nouvelles activités, favorisant la modernisation du tissu industriel français, sa transition vers la neutralité carbone et la création d'emplois pérennes. Pour cela, il s'agit de créer des conditions favorables: montée en gamme par l'innovation, renforcement de l'attractivité de l'industrie et des territoires et simplification administrative. Ces quatre dimensions constituent les enjeux du dispositif Territoires d'industrie lancé en 2018** »* (la Fabrique de l'Industrie⁶)

Une étude récente du Trésor (2020)⁷ montre que ce positionnement en moyenne gamme explique en partie les stratégies d'internationalisation des entreprises françaises. Depuis le début des années 2000,

² « Va-t-on vraiment réindustrialiser la France ? » disponible en téléchargement : <https://lecercladeseconomistes.fr/evenements/reindustrialiser-la-france/>

³ Voir la contribution de Patrick Artus « Les obstacles à la réindustrialisation de la France (pp.31-35)

⁴ Voir la contribution de Olivier Lluansi « Cessons d'opposer réindustrialiser et relocaliser » (pp. 54-62)

⁵ Voir la contribution de Sonia Bellit, Caroline Granier, Caroline Mini « Réindustrialiser plutôt que relocaliser » page 76-77

⁶ <https://www.la-fabrique.fr/fr/publication/reindustrialiser-plutot-que-relocaliser/>

⁷ Direction du Trésor, Grégoire de Warren (2020) « Les stratégies internationales des entreprises françaises »

celles-ci ont privilégié les investissements à l'étranger plutôt que les exportations, contribuant au recul de la valeur ajoutée industrielle produite en France et à la dégradation de la balance commerciale.

Par conséquent, **EDF invite RTE à instruire un scénario de réindustrialisation par une montée en gamme de l'industrie française et ses conséquences en termes de consommation d'électricité** et d'offre des équipements de la transition énergétique. Les options de mix électrique qui conduisent au moindre coût de développement de la fourniture d'électricité semblent devoir être naturellement associées à un tel scénario. La prolongation de ce moindre coût par des règles de marché autorisant des engagements de long terme donnant visibilité sur le prix ferait également partie du scénario.

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.) ?

Pour se relocaliser, l'industrie lourde, qui consomme massivement de l'énergie, doit trouver des conditions favorables ou contraignantes pour produire dans le pays. La relocalisation des industries fortement émettrices dépend de la demande en matériaux des industries avalées sur le territoire, de la réglementation incitative et/ou contraignante, de la stratégie économique des multinationales et du recyclage des matériaux.

La demande avalée

La demande locale peut être un argument pour produire en France. Par exemple, le secteur de la construction est fortement consommateur de ciment, d'acier, d'aluminium, de verre. C'est une activité locale et qui représente une demande aussi locale pour les matières premières. A contrario, le secteur de l'automobile aussi fortement consommateur d'acier, d'aluminium et de verre a une activité qui se prête à la délocalisation. La fabrication d'automobile, depuis plusieurs années, s'est délocalisée vers des pays de nouveaux consommateurs et à bas coûts. Avec un pic en France à 3,8 millions en 1990, la production décroît jusqu'en 2015 pour se stabiliser à 2 millions d'exemplaires. Les usines de production de matières premières s'implantent à proximité des ressources minières, énergétiques ou des clients finaux.

La réglementation

La réglementation traduit une politique industrielle. La perspective d'une taxe carbone aux frontières peut être pour certains produits une opportunité de maintenir une production en France. Mais ce n'est pas systématique, par exemple le contenu carbone de la pâte à papier importée du Brésil n'est pas plus élevé qu'en France. L'efficacité de cette taxe, pour la relocalisation, dépendra des pays où les industriels choisiront de mettre en place les technologies de production décarbonée. De plus, le processus de création d'un mécanisme carbone aux frontières dans l'UE sera compliqué et il est délicat de tabler sur l'ampleur des résultats. L'impôt sur la production est aussi un facteur important dans le choix de la localisation des sites de production.

Des multinationales souvent étrangères

Les acteurs de la production de matières premières sont des multinationales souvent étrangères qui possèdent leurs propres stratégies économiques et politiques.

L'essor du recyclage

Le recyclage des matières premières semble être un levier de relocalisation, que ce soit le développement de l'acier électrique de seconde fusion, le recyclage de l'aluminium, du verre, du papier, du ciment. Les procédés de recyclage sont souvent moins énergivores et moins émetteurs. Les acteurs du recyclage ne sont pas forcément les mêmes que ceux de la matière primaire par exemple pour l'acier Arcelor est spécialisé dans la production d'acier primaire et RIVA dans la production d'acier de seconde fusion.

Un travail de thèse est engagé à EDF R&D sur « *Les scénarios d'électrification des procédés pour décarboner l'industrie manufacturière française à l'horizon 2050 : enjeux technologiques et dynamique multisectorielle* ». Ces travaux visent à :

- représenter les déterminants physiques et techniques des secteurs industriels (chaîne de valeur aval et parc de production) ;
- représenter les évolutions technologiques à venir avec la prise en compte des contraintes temporelles pour la mise en place ou la substitution des technologies ;
- intégrer les contraintes environnementales/politiques imposées et déterminer l'impact de différents types de politiques publiques (CEE, ETS, subventions, aides au fonctionnement, normes, taxe aux frontières, etc.) ;
- permettre de dégager des stratégies de décarbonation sans-regret à mettre en œuvre à court/moyen-terme.

La thèse vise à traduire, dans l'élaboration de ces scénarios, cette volonté de relocalisation de l'industrie en France. Ce travail pourra être partagé avec RTE afin de contribuer à affiner ces trajectoires. Le début de la thèse est fixé début avril 2021.

Q4 – Trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité

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

EDF partage globalement la méthodologie suivie et souhaite compléter ou souligner les points suivants essentiels aux travaux de projection:

- **L'importance de la validité des consommations et données (trafic, parc, rendements, etc.) déterminants la demande à l'année de référence.** Pour cela, EDF s'est tenu et se tient à la disposition de RTE pour partager les résultats d'études R&D et sources bibliographiques permettant d'enrichir les travaux menés dans le cadre de la construction du Bilan Prévisionnel.
- Nous attirons l'attention de RTE sur le fait que l'utilisation de modèles simplifiés tels qu'envisagés en substitution de modèles de parcs, pouvant s'avérer trop complexes à long terme, peut conduire à des situations inatteignables en termes de consommations unitaires. Nous attendons donc que la transition de modèle au-delà de 2040 soit transparente sur les hypothèses de diffusion de l'efficacité énergétique, suffisamment contrastées et réalistes.
- **La cohérence avec l'objectif de neutralité carbone dans les variantes doit être assurée.** Si l'étude des variantes est nécessaire pour couvrir le champs des possibles, nous encourageons RTE à estimer a minima l'impact des variantes sur la réduction des émissions de GES. Pour ce faire, une analyse sur l'ensemble des vecteurs énergétiques doit être réalisée.
- Nous encourageons fortement RTE à **représenter dans la demande les effets du changement climatique sur les taux d'équipement et intensité d'utilisation** des usages chauffage, climatisation et VE afin de ne pas sous-estimer la consommation énergétique.
- **Concernant la sobriété, nous relevons plusieurs points de vigilance :**

- Sans céder à la préoccupation du moment (crise sanitaire), nous pouvons nous interroger sur ce qui en sortira : (ré-) internalisation et (ré-) intensification de certains usages ? Développement pérenne du télétravail ?
- Il est nécessaire de pouvoir justifier de manière réaliste les baisses de consommation liées aux leviers de sobriété et d'explicitier les changements de comportements, de modes de vie ou d'organisations que les hypothèses associées impliquent en s'appuyant sur une approche systémique afin d'appréhender au mieux les reports de consommation éventuels entre secteurs. Notamment, nous encourageons RTE à mettre en cohérence les hypothèses de sobriété avec le corps d'hypothèses socio-économiques.
- Certaines combinaisons d'hypothèses sont certes impossibles. Néanmoins l'exemple fourni ici par RTE (« une très forte sobriété combinée avec une efficacité peu poussée ») nous paraît justement plausible : dans le résidentiel par exemple, lorsqu'un ménage n'a pas les moyens de renouveler rapidement ses équipements ou de substituer vers des énergies moins chères ou à base d'équipements plus performants, il fait un effort de sobriété.
- Concernant l'annexe sur **les coûts des dispositifs d'efficacité énergétique**, il nous apparaît délicat de s'appuyer sur un coût moyen d'une rénovation BBC tant cela dépend de l'état de départ du bâti et encourageons RTE à utiliser une fourchette plus élevée. D'après les travaux réalisés à l'occasion d'étude régionale⁸, pour les maisons, les coûts de rénovation du bâti (sachant que la rénovation du bâti à elle seule ne permet pas d'atteindre le niveau BBC et qu'il faut ajouter les coûts des systèmes de chauffage) s'élevaient entre 200-250€/m². Les hypothèses de gains associées à la rénovation correspondent au gisement technique ; toutefois les malfaçons fréquemment constatées nous amènent à les modérer et atteindre un gisement technique réaliste plutôt de 40%. Concernant les coûts du chauffage, il est difficile de se prononcer en l'absence des puissances installées mais nous suggérons de prévoir une diminution des coûts des PAC liée aux effets d'échelle de son déploiement à venir. Enfin, si l'on souhaite estimer les coûts complets du système énergétique, il sera nécessaire de préciser les coûts des infrastructures, des bois énergies, chaleur urbaine et des courbes d'offre des bioénergies.

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 ?

Les éléments les plus structurants que nous retenons de la SNBC sont les suivants :

- Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, **une électrification forte des usages chauffage et mobilité est nécessaire.**
- **Une utilisation très volontariste de la biomasse et du biogaz alors même que les ressources biomasse sur le territoire sont limitées et doivent être utilisées là où l'électrification n'est pas possible.**
- L'hydrogène électrolytique est nécessaire à la décarbonation des matières premières de l'industrie. Sa place au sein des autres usages notamment la mobilité reste encore à définir.
- La décarbonation de l'industrie est difficile et il est nécessaire d'électrifier fortement ce secteur à l'aide de la fois d'équipements électriques matures mais aussi d'appuyer la R&D pour développer des technologies de rupture bas carbone basées sur l'électricité et l'hydrogène.

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

⁸ Plusieurs études : « je rénove BBC en Alsace » ; publication EDF R&D IEPPEC 2018 "How deep does the retrofitting have to be ? A cost-benefit analysis of two different regional programmes" M Raynaud, D Osso, F Marteau, S Nosperger

Nous partageons la nécessité d'étudier une variante où s'opère **une électrification plus poussée des usages** notamment de la mobilité légère (véhicules utilitaires) et lourde. En effet, d'après nos analyses économiques modélisant les coûts totaux de possessions, les véhicules lourds à batterie électrique et pile à combustible seront compétitifs et pourront constituer 90% du parc à 2050 à condition d'une diminution du coût des batteries, de l'installation de bornes de recharge 100-500 kW sur les aires d'autoroute, d'un reflet significatif de la valeur de l'action climat et de la production d'une molécule H₂ inférieure à 4€ du kg.

La non atteinte de certains leviers d'efficacité énergétique et de sobriété proposés par la SNBC doit faire partie des analyses de sensibilité pour des raisons d'acceptabilité sociale. La crédibilité d'une baisse du besoin d'eau chaude sanitaire de 25% par personne peut-être questionnée en raison d'effet talon sur cet usage et parce qu'aucun progrès technique ne paraît pouvoir justifier une telle baisse. Par ailleurs, la réduction de la gamme des voitures particulières électriques pourrait finalement être moins forte que prévue dans la SNBC en raison des progrès technologiques et au vu de l'offre de gammes larges de VE annoncées par les constructeurs. La SNBC retient également un rythme très volontariste de rénovation des bâtiments⁹ qui pourrait ne pas être atteint et conduire en contrepartie à une demande plus élevée.

Plus globalement, nous encourageons RTE à étudier **une variante à la hausse du niveau de demande d'électricité** qui, d'après nos propres estimations, **peut aisément dépasser les 10% au-delà de la SNBC**, sans même tenir compte des variantes de réindustrialisation de la France ou celle Hydrogène+.

Au-delà des 2 motifs précédents (électrification plus poussée, moins de sobriété et d'efficacité énergétique) d'autres choix sont également crédibles : par exemple, le fait de retenir une réduction importante de la consommation unitaire dans les scénarios pourrait être contrasté ; il en est de même sur l'évolution des usages non explicites, nouveaux usages et solde du bâtiment tout comme l'évolution du besoin unitaire de la cuisson. D'autres déterminants de la demande tels que des niveaux de trafic fret, et ferroviaires (faisant partie du Plan France Relance et de la loi « climat et résilience ») plus dynamiques dans par exemple un scénario de relocalisation de l'industrie pourraient conduire à une hausse de la demande d'électricité.

Enfin, comme indiqué ci-dessus, la SNBC retient des volumes très importants de biomasse et de biogaz qui pourraient également conduire à des transferts supplémentaires vers l'électricité, si les gisements espérés n'étaient pas disponibles.

Par ailleurs, nous insistons à nouveau sur la nécessité d'**estimer l'impact carbone des variantes** qui seront étudiées afin de rester en cohérence avec l'objectif national de neutralité carbone.

Q5 – Scénarios M1 à M3 et N1 à N3

Etes-vous d'accord avec le cadrage et les six scénarios d'étude proposés ?

En complément des éléments mentionnés en réponse à la question 1 sur le cadrage global du BP 2050, EDF tient à souligner que la configuration que RTE souhaite analyser dans le scénario M0, qui considère une sortie complète et anticipée du nucléaire dès 2050, correspond à la situation qui sera observée une décennie plus tard dans les scénarios M1 à M3. **Les questions relatives à la faisabilité de M1 à M3**

⁹ a minima en moyenne 370 000 rénovations complètes équivalentes d'ici à 2030 puis 700 000 rénovations complètes équivalentes en moyenne par an à partir de 2030 (source SNBC) contre seulement un maximum de 200 000 logements rénovés actuellement par an (source enquête TREMI de l'ADEME) pour un saut de 2 classes d'étiquette ce qui n'est pas forcément équivalent au niveau BBC prévu dans la SNBC car dépendant de l'étiquette de départ du logement.

sont donc de même nature que celles relatives à M0, avec une décennie d'écart : ces trois scénarios, qui considèrent l'option de renouvellement du parc nucléaire fermée, doivent donc être analysés non seulement en 2050, mais également au-delà jusqu'en 2060 lorsque la quasi-totalité des réacteurs actuellement en service aura atteint 60 ans et devra s'arrêter si l'on s'en tient à l'hypothèse retenue par RTE.

En effet, si la décennie supplémentaire permet de lisser partiellement **les rythmes de déploiement des EnR** héroïques que nécessite le scénario M0, ils n'en **demeurent** pas moins **très ambitieux sur la période 2020-2060 (entre 7 et 8 GW par an)**, en rupture avec ceux observés ces dernières années (2 à 3 GW par an). Par ailleurs, **les autres problématiques qui conduisent EDF à considérer qu'un scénario 100% EnR n'est pas réaliste vu d'aujourd'hui demeurent** : qu'il s'agisse des problèmes de gisements accessibles (aussi bien du point de vue de l'espace nécessaire que de l'acceptabilité des projets associés¹⁰), des questions de renforcement et de reconfiguration des réseaux et des paris technologiques risqués et coûteux pour assurer l'équilibre du système. En cas d'échec de l'un de ces paris, le recours à des technologies carbonées conduirait à recarbone le mix français.

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 ?

Les scénarios M1 à M3 et N1 à N3 font l'hypothèse d'une capacité de 15 GW de nucléaire existant à horizon 2050. Cette valeur est effectivement cohérente avec l'hypothèse retenue par RTE d'une durée de vie limite de 60 ans des réacteurs.

A noter toutefois que si l'on se place au 1^{er} janvier ou au 31 décembre de cette année 2050, l'hypothèse relative à la capacité du parc existant peut varier de quelques GW (elle est supérieure de 4 GW en début d'année 2050 par rapport à la fin d'année). Néanmoins ces écarts ne peuvent en aucun cas conduire à un volume de parc nucléaire existant de 30 GW en 2050 tel qu'indiqué par RTE pour le scénario N0 avec une hypothèse de durée de vie de 60 ans (cf. réponse à la question 13).

Q6 – Scénarios 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 ?

Ce scénario M1 concentre les **contraintes sur la filière photovoltaïque**. Pour les questions concernant les parcs éoliens maritimes et terrestres, se référer respectivement aux questions 7 et 8.

L'atteinte d'un niveau de développement de 185 GW à l'horizon 2050 et de plus de 200 GW à l'horizon 2060 du parc photovoltaïque français est conditionnée par la levée de défis cumulatifs développés ci-dessous :

- **Une très forte accélération du développement du parc photovoltaïque par la filière avec un rythme de mise en service de 6 GW par an tous les ans pendant 30 ans**, cela revient à

¹⁰ A ce titre, EDF partage, en complément à cette réponse, une annexe confidentielle sur les problématiques rencontrées pour les projets EnR

multiplier par plus de 6 le rythme par rapport à aujourd'hui (0,9 GW par an) et il est encore supérieure de 50% par rapport au rythme ambitieux de la PPE 2020-2028.

- **Un accès significatif au foncier, qui pourrait être un défi au vu des enjeux de conflits d'usage.** En effet pour mobiliser de tels volumes à de tels rythmes, il sera non seulement nécessaire de mobiliser des installations PV de type centrale au sol, mais également grande toiture et toiture résidentielle – avec un impact économique en conséquence qui doit se traduire dans le coût moyen qui en résulte. Or 50 GW de PV de type centrale au sol auraient une emprise au sol de 50 000 hectares, soit l'équivalent de 70 000 terrains de football soit près de 2 terrains de football par commune¹¹.

Des innovations telles que **l'agrivoltaïsme, qui constitue un moyen de limiter les conflits d'usage en rendant possible la cohabitation entre les activités agricoles et la production d'électricité d'origine photovoltaïque**, devront être multipliées.

EDF-R a d'ailleurs signé 19 janvier une charte avec les Chambres d'agriculture France et la FNSEA, qui favorisera le développement du photovoltaïque en facilitant la coopération avec les exploitants agricoles en évitant les conflits d'usage.

- **Le risque d'une moindre acceptabilité sociétale en cas de développement d'un développement significatif d'installations photovoltaïques sur le territoire.** Les impacts technico-économiques d'une répartition diffuse et massive des installations photovoltaïques sur le territoire devront tout particulièrement être évalués avec précision, car celles-ci devraient conduire à modifier de manière notable la structure et l'exploitation du réseau de distribution (problématiques locales exacerbées : gestion de congestions, de maintien d'une tension nominale surtout si ces technologies ne « règlent » pas en tension...)

Par ailleurs, le développement d'un parc PV important nécessite

- **Le développement significatif¹² de vecteurs de flexibilité** pour pallier la variabilité de la production (stockage, pilotage de la demande, effacements...) ;
- **des adaptations importantes du réseau de distribution** (près de 90 % du parc PV est raccordée aux réseaux de distribution¹³), ce qui renvoie également à la **définition d'un schéma de répartition géographique optimale pour les actifs PV et de flexibilité** afin de minimiser les impacts en termes de gestion pour le réseau (congestions, tension...) et donc les coûts pour la collectivité.
- ce besoin d'adaptation ne se limite pas au réseau de distribution, même dans un tel scénario. RTE a ainsi illustré par les travaux préliminaires de RTE présentés lors du GT du 29 avril dernier, **l'insertion d'une production photovoltaïque significative devrait fortement contraindre le réseau de grand transport, causé par les pics de production photovoltaïque qui augmenteraient significativement les flux sur le réseau du Sud au Nord.**
- **Le déploiement d'évolutions techniques** comme l'adaptation du parc photovoltaïque aux besoins d'observabilité mis en avant par RTE au sein du GT#8 sur le fonctionnement du système électrique (cf. réponse à la question 19).
- **La réalisation d'innovations technologiques**, permettant d'accroître les rendements et de faire baisser les coûts, voire d'accroître le potentiel technique identifié jusque-là (PV flottant et agrivoltaïsme par exemple)

¹¹ La surface moyenne d'un terrain de football est de 7 000 m².

¹² Le rapport RTE-AIE sur la faisabilité technique d'un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables chiffre le niveau de besoins en termes de flexibilité à l'horizon 2050, additionnellement à aujourd'hui, entre 30 à 60 GW.

¹³ Panorama de l'électricité renouvelable : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-02/Panorama%20EnR_T4_2020_.pdf

Q7 – Scénarios 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 ?

Ce scénario M2 concentre les **contraintes sur la filière éolienne terrestre**. Pour les questions concernant les parcs PV et éoliens maritimes, se référer respectivement aux questions 6 et 8.

L'atteinte d'un développement du parc éolien terrestre à hauteur de 85 GW à l'horizon 2050 sera conditionnée par la levée de défis cumulatifs développés ci-dessous.

La capacité à multiplier le rythme de développement par plus de 2 par rapport au rythme de ces dernières années (1,5 GW par an) et à augmenter de 50% par rapport au rythme de la PPE 2020-2028, soit plus de 3 GW par an (en intégrant la nécessité de renouveler le parc existant¹⁴), pour atteindre les 85 GW du scénario M2 à l'horizon 2050.

Cette capacité à déployer de tels volumes d'éolien terrestre nécessite

- **Un renforcement de la filière industrielle éolienne** et, potentiellement, le développement d'une filière française sur tous les éléments de la chaîne de valeur de l'éolien terrestre, avec un souci de renforcement de la coopération entre acteurs de la filière.
- **Un accès à suffisamment de foncier et potentiellement la nécessité de rendre disponible de nouveaux espaces.** Dans un tel scénario, selon nos chiffres internes, il faudrait répartir sur un grand nombre de départements français les 20 000 à 25 000 éoliennes supplémentaires nécessaires (on en dénombre moins de 10 000 à ce jour). A ce titre, EDF invite RTE à préciser dans son BP le nombre d'actifs de production équivalents aux capacités installées de chaque filière.

Aujourd'hui, une large partie du territoire français n'est pas accessible au développement de capacités éoliennes en raison de contraintes aéronautiques, de radars, ou militaires. Il existe également des zones du territoire où les éoliennes sont limitées en hauteur en raison de l'existence d'un plafond pour les zones d'entraînement militaire ou pour des raisons environnementales. Ces contraintes rendent impossible l'installation d'éoliennes de grande puissance et limitent la baisse de coût envisageable.

- **Le maintien d'un bon niveau d'acceptabilité sociétale** liée au développement du parc éolien terrestre ainsi que liée aux besoins induits de développement du réseau et de vecteurs de flexibilité. Si le niveau d'acceptabilité général est bon, il existe une opposition structurée : mouvements d'opposition aux échelles aussi bien locales (notamment au sein des territoires déjà fortement équipés en éoliennes) que nationales, nombre croissant de recours en justice, forte participation aux débats organisés par la Commission Nationale du Débat Public. La filière doit donc être très vigilante et travailler à une bonne acceptabilité. En effet si les terrains concernés restent largement utilisables pour d'autres usages, notamment agricoles, le développement de l'éolien terrestre pose également un problème de paysage qui peut être vécu comme un conflit d'usage (tourisme, attractivité, marketing territorial).

¹⁴ Ces calculs ont été effectués en retenant les durées de vie des installations éoliennes terrestres proposées par RTE (entre 25 et 30 ans).

- **Les pouvoirs publics devront donc définir et maintenir un cadre de concertation et d'instruction des dossiers** avec toutes les parties prenantes, en veillant tout particulièrement à l'impact des projets sur les paysages, les riverains, le monde rural, la biodiversité et le patrimoine. Cela pourra nécessiter d'adapter le cadre réglementaire afin de permettre le développement des projets au rythme souhaité par les pouvoirs publics (cohérence des AO CRE, simplifications administratives à mener...).

Par ailleurs, le développement d'un parc éolien terrestre nécessite

- **une capacité à développer significativement¹⁵ de vecteurs de flexibilité** pour pallier la variabilité de la production (stockage, pilotage de la demande, effacements...) ;
- **des besoins d'adaptation des réseaux de transport et surtout de distribution** (plus de 80 % du parc éolien terrestre est raccordé aux réseaux de distribution¹⁶), **ce qui renvoie au besoin de définir un schéma de répartition géographique optimale pour ces actifs et ceux de flexibilité** afin de minimiser les impacts en termes de gestion pour le réseau (congestion, tension...) et donc les coûts pour la collectivité.
Or l'exemple de l'Allemagne montre que l'acceptabilité du développement de l'éolien terrestre et des réseaux ne va pas de soi, alors même que il existe dans ce pays un fort consensus sociétal sur le recours massif aux EnR variable pour décarboner le mix électrique.
 - En Allemagne, il est nécessaire de relier les sites de production éoliens terrestre au Nord de l'Allemagne aux sites de consommation plutôt situés au Sud. En 2019, sur les 7 700 kilomètres de lignes à haute tension nécessaires, seules 1 750 km seulement ont été approuvés et 950 réalisés.
 - Des travaux sur les débats publics montrent que la réponse en termes de concertation et débat public, bien que nécessaire, ne lève que partiellement les difficultés d'acceptabilité.
- Sans oublier **de nécessaires innovations technologiques**, pour permettre d'accroître les rendements et de faire baisser les coûts en cohérence avec les hypothèses retenues par RTE mais également pour favoriser l'insertion des éoliennes dans les territoires (la discrétion des pales, le choix des matériaux, les innovations concernant le recyclage des pales).

Concernant l'hydro-électricité

EDF note que RTE propose de retenir l'hypothèse d'une capacité installée de 30 GW d'hydro-électricité à l'horizon 2050 quels que soient les scénarios, soit 4,5 GW de développements additionnels par rapport à aujourd'hui. Cette hypothèse de développement est crédible, au regard de la capacité de mise en œuvre de ces projets par la filière hydro-électrique française. Selon EDF, ces 4,5 GW intégreraient le développement de projets STEP, de lacs et d'éclusées.

Les STEP offrent un large spectre de services de flexibilité, profitable au système électrique. Les actifs de type lacs et éclusés offrent une gamme de services moins étendue mais néanmoins complémentaire au développement des parcs EnR variables.

Selon EDF, les pouvoirs publics doivent veiller à préserver les vecteurs existants de flexibilité sans leur faire peser des contraintes réglementaires additionnelles.

Q8 – Scénarios 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 ?

¹⁵ Le rapport RTE-AIE sur la faisabilité technique d'un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables chiffre le niveau de besoins en termes de flexibilité à l'horizon 2050, additionnellement à aujourd'hui, entre 30 à 60 GW.

¹⁶ Panorama de l'électricité renouvelable, T4 2020 sur le site web de RTE.

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 ?

Ce scénario M3 concentre les **contraintes sur la filière éolienne maritime**. Pour les questions concernant les parcs photovoltaïques et éoliens terrestres, se référer respectivement aux questions 6 et 7.

Au vu des profils des fonds marins des côtes françaises, **le développement d'une capacité de 40 GW (scénario M1) ou de 55 GW (scénario M2) semble compatible avec le potentiel estimé¹⁷ et en accord avec la volonté politique¹⁸** (qu'elle soit nationale et européenne) **d'accélération du développement de l'éolien en mer**. Le déploiement de tels objectifs passera tout d'abord par l'éolien en mer posé qui est aujourd'hui la technologie la plus mature et compétitive, mais dont le potentiel est limité¹⁹ au regard des fonds marins des côtes françaises, ce qui conduira au besoin de développer progressivement l'éolien flottant renvoyant à la question de la maturité de cette technologie. **Selon EDF, le potentiel technique du flottant en France s'avère séduisant mais son ampleur reste une question ouverte**. A ce titre, EDF encourage RTE à mener des études complémentaires visant à consolider l'estimation du potentiel technique du flottant. **De telles études sont incontournables, en particulier pour le scénario M3 qui repose sur 65 GW d'éolien maritime en 2050 et près de 80 GW en 2060 ce qui constitue un réel pari**.

De plus, les technologies d'éoliennes flottantes ne font aujourd'hui l'objet que de projets pilotes dans le monde. La France a lancé et/ou est sur le point de lancer des premiers appels d'offres commerciaux éoliens flottants (250 MW en Bretagne-Sud et 2x250 MW en Méditerranée) qui devraient permettre à ces technologies de gagner en maturité technologique. **La maturité technico-économique de l'éolien flottant n'est à ce jour pas encore totalement démontrée** (Technology Readiness Level estimé entre 7 et 8) et elle ne pourra se faire que sur la base d'appels d'offres réguliers et de volumes suffisants. Le dimensionnement optimisé de l'ensemble ancrage/flotteur/turbine, la résilience des installations à des conditions météorologiques extrêmes, le développement technologique de câbles électriques sous-marins et de sous-stations flottantes, et l'élaboration de stratégies de maintenance sont autant de **défis qui restent à lever pour l'industrie**.

A noter que si une étude prospective **de Wind Europe chiffre à 3 % la surface de l'espace maritime européen requis pour l'installation de 380 GW d'éoliennes maritimes**, ce niveau de potentiel représente une surface occupée de plusieurs milliers de km², pour lequel les impacts sur les écosystèmes et sur les activités anthropiques doivent être minimisés.

Par ailleurs, l'atteinte des objectifs du scénario M3 nécessite de développer plus de 2 GW par an d'éoliennes maritimes, soit le double du rythme planifié par l'actuelle PPE 2020-2028. **Pour réaliser ces objectifs, une attention particulière doit être portée aux délais de mise en œuvre importants pour l'éolien en mer** (la mise en service d'un parc se fait au moins sept ans après l'attribution en appel d'offres). La fixation d'objectifs ambitieux de développement de l'éolien en mer doit donc être décidée entre huit et dix ans avant la date d'effet souhaité pour le changement de trajectoire (sauf évolution majeure dans les procédures d'autorisation).

¹⁷ 66 GW selon l'ADEME

¹⁸ Jean CASTEX lors du dernier Comité Interministériel de la MER (CIMER) de janvier 2021 a évoqué un potentiel technique éolien maritime en France, compris entre 49 et 57 GW.

¹⁹ L'ADEME estime ainsi un potentiel éolien posé en France de 20 GW.

Un tel rythme de développement constitue un pari pour la filière française et devrait être contraint par **des problématiques d'acceptabilité sociétale, notamment si un développement aussi significatif conduit à occuper l'horizon d'une grande partie des côtes françaises**. Ces problématiques d'acceptabilité sociétale s'étendent également aux besoins induits de développement du réseau de transport et de vecteurs de flexibilité.

De plus, **un déploiement aussi significatif de l'éolien maritime nécessitera la mise en œuvre d'investissements importants afin de renforcer et reconfigurer les infrastructures de réseaux**.

- La stratégie de la Commission Européenne « pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat » (rendue publique en novembre 2020) chiffre les besoins d'investissements nécessaires dans les réseaux à 600 milliards d'euros, induits par le développement de 300 GW d'éolien maritime à l'horizon 2050.
- Autre exemple, en Allemagne, le schéma de développement des réseaux évalue à une vingtaine de milliards d'euros les coûts pour raccorder 20 GW d'éoliennes en mer d'ici 2030, auquel il faudrait ajouter une soixantaine de milliards d'euros pour le renforcement des réseaux terrestres et la construction de liaisons souterraines Nord-Sud.
- le développement de plusieurs dizaines de GW, essentiellement sur la façade Ouest du pays, nécessitera une reconfiguration profonde du réseau très haute tension français, et la construction de nouveaux corridors Ouest-Est, sans doute souterrains pour augmenter les chances d'être acceptés et donc très coûteux. La capacité à déployer sur des centaines de kilomètres de telles « autoroutes électriques », synonymes d'emprise au sol, est à nouveau une question ouverte.

Ainsi, **un déploiement ambitieux de l'éolien en mer requiert une feuille de route à court, moyen et long-terme et la mise en œuvre d'une planification spatiale et temporelle de la part des pouvoirs publics**. Cette feuille de route doit permettre de fixer des objectifs, définir des jalons, identifier des zones propices au développement de projets et d'engager une réflexion sur le développement d'un véritable réseau électrique en mer sur une échelle de temps qui dépasse la Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2020-2028 (2050-2060 semble être un horizon pertinent).

Le travail de concertation entre les autorités publiques et toutes les parties prenantes devrait être à la hauteur des ambitions de développement de l'éolien en mer qui figurent dans ce scénario, en veillant tout particulièrement aux enjeux de planification et d'acceptabilité.

Q9 – Scénarios M0 : 100 % d'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 ?

EDF considère qu'au regard des spécificités de la consommation et du territoire français font qu'**il n'est aujourd'hui pas réaliste de faire le pari d'un mix 100% renouvelables**. Cela

- poserait des **problèmes de gisements** (au sens de l'espace nécessaire, les moyens EnR ayant une emprise au sol importante),
- nécessiterait des **rythmes de déploiement héroïques** (plus de 12 GW par an de panneaux photovoltaïque et d'éoliennes pendant 30 ans contre 2 à 3 GW actuellement),

- remettrait profondément en **question la structure des réseaux** (en particulier la reconfiguration profonde du réseau très haute tension français et la construction de nouveaux corridors Ouest-Est, sans doute souterrains pour augmenter les chances d'être acceptés et donc très coûteux, pour ramener l'électricité produite en mer vers les centres de consommation) et
- reposerait sur des **paris technologiques risqués et coûteux** pour assurer l'équilibre du système.

En cas d'échec de l'un de ces paris, le recours à des technologies carbonées pour pallier la fraction, potentiellement non négligeable, d'énergie manquante conduirait à **recarbone le mix français**.

Néanmoins, le scénario M0, s'il ne semble pas crédible, constitue une illustration utile des enjeux et prérequis à la mise en place d'un tel mix de production et des raisons pour lesquelles celui-ci n'est pas adapté à la France. EDF est donc favorable à ce que RTE explicite clairement les modalités d'un tel scénario M0.

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

Le scénario M0 envisage un déclasser accéléré du nucléaire, avec une sortie définitive du nucléaire dès 2050. Pour lisser les fermetures et éviter un « effet falaise », RTE prévoit dans ce scénario de déclasser davantage de réacteurs d'ici 2035 que ce qui est inscrit dans la PPE.

Au-delà de la question du point d'arrivée, une telle trajectoire interroge également sur la nature des technologies utilisées pour remplacer le parc nucléaire fermé prématurément, sur les rythmes de développement des EnR qui devront être très largement supérieurs non seulement à ceux observés ces dernières années mais également à ceux déjà ambitieux de la PPE et, par conséquent, sur les impacts en termes de coût pour le système et de recarbonation du mix de production électrique.

En effet, **une anticipation de la fermeture des réacteurs s'accompagnerait de coûts supplémentaires qui doivent être pris en compte par RTE**. En effet, une telle anticipation pourrait exposer non seulement à des demandes d'indemnisation des opérateurs concernés mais également à des coûts liés aux engagements anticipés de développement en lieu et place de l'existant. EDF invite RTE à expliciter clairement ces surcoûts.

Q10 – 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 ?

Le scénario N1 prévoit le développement d'une paire de nouveaux réacteurs tous les 5 ans, avec une première mise en service au plus tard à l'horizon 2035.

Le programme Nouveau Nucléaire France (NNF), dans lequel EDF et l'ensemble de la filière nucléaire étudient à la demande du gouvernement l'hypothèse de construire six EPR2, **envisage la mise en service d'une paire de nouveaux réacteurs tous les 4 ans à partir de 2035**.

Le rythme proposé par RTE dans ce scénario est donc compatible avec le programme NNF. Etant donné les capacités de la filière industrielle, il peut toutefois être légèrement accéléré, ce qui permettra de s'assurer de disposer de huit réacteurs en 2050, en plus de Flamanville 3 et des réacteurs historiques, comme cela est indiqué dans ce scénario (avec une paire en 2035/36, 2039/40, 2043/44

et 2047/48). Un rythme d'une paire tous les 4 ans permettra par ailleurs de limiter le rythme très ambitieux de déploiement des EnR associé au scénario N1.

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 ?

Disposer de huit nouveaux réacteurs en 2050, avec une paire mise en service tous les 4-5 ans nécessite de **s'engager sans délai dans le programme NNF**. En effet, pour disposer de premiers réacteurs vers 2035, il est nécessaire que soit prise une décision d'engagement fin 2022, compte tenu du délai réglementaire du processus d'instruction de l'autorisation de création des installations nucléaires de base (délai de 3 ans, avec une extension possible de 2 ans à partir de la déclaration de recevabilité de la demande), des travaux préparatoires de terrassement sur les sites puis de la durée de construction effective. L'engagement sans attendre de ce palier de 3 paires est par ailleurs incontournable pour impulser la dynamique nécessaire pour la filière nucléaire afin que la France puisse s'appuyer sur une industrie capable de construire des réacteurs au meilleur niveau de performance, gréer et maintenir les compétences et donc puisse envisager de disposer de la capacité de nouveau nucléaire indiquée dans le scénario N1.

Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ?

Les réacteurs nucléaires, que ce soient les centrales actuelles ou les futurs EPR2, sont des actifs pilotables, ce qui constitue un atout indéniable pour répondre aux besoins du système électrique, notamment dans le cas où un fort taux d'EnR variables serait développé et augmenterait de facto la variabilité à laquelle le système va devoir faire face. Ils peuvent à la fois offrir de la flexibilité saisonnière, grâce à la gestion de leur planning d'arrêts pour maintenance ou rechargement combustible, et une flexibilité court terme, grâce à leur capacité à moduler.

EDF tient toutefois à souligner les points suivants :

- **cette question de la flexibilité doit bien être abordée dans une vision système et n'est pas une question portant uniquement sur les scénarios avec du nucléaire**. En effet, dans tous les scénarios envisagés par RTE avec une forte insertion des EnR variables, les besoins de flexibilité seront accrus très significativement et il sera nécessaire d'avoir des moyens permettant de répondre à cette hausse de la variabilité. Le nucléaire présente l'avantage d'être pilotable. Dans l'analyse économique en particulier, il est essentiel de bien raisonner en coûts systèmes, et il est important de ne pas imputer les coûts de la modulation du nucléaire à la filière nucléaire uniquement : cette question n'est pas un coût filière, mais une question de coût complet du système.
- **dans les différents scénarios comportant du nucléaire, les facteurs de charge du nucléaire obtenus avec les premières estimations de RTE semblent faibles**. Par exemple, dans ce scénario N1 avec 28 GW de nucléaire et une demande SNBC de 635 TWh, RTE indique que la production nucléaire représenterait 20 à 25% de la production d'électricité totale, ce qui correspondrait à 4 500 à 5 500 heures de fonctionnement environ pour le nucléaire. Ce facteur de charge pour le nucléaire semble donc bas, au regard de ses performances, et même en tenant compte de volumes de modulation significatifs. EDF invite par conséquent RTE à davantage détailler ses hypothèses de modélisation (pour le nucléaire, la demande...), ainsi que les courbes de production des ENR et le solde exportateur obtenus dans chaque scénario.

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

EDF prévoit de développer ses futurs réacteurs sur le territoire français, en utilisant les sites des CNPE actuels.

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 ?

Le scénario N1 envisage une capacité installée d'EnR variables de 190 GW à horizon 2050, ce qui nécessite un rythme de déploiement des EnR de 6 à 7 GW par an pendant 30 ans. Ce développement soutenu est donc très ambitieux, notamment au regard des rythmes observés par le passé en France (2 à 3 GW par an depuis 10 ans).

Q11 – 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 ?

Le rythme de développement du nouveau nucléaire envisagé dans le scénario N2, avec un réacteur par an en moyenne, est absorbable par la filière, à condition de lancer sans délai le programme, et de ne pas le perturber ensuite dans sa dynamique, avec par exemple des interruptions/accélération du projet qui seraient dommageables pour atteindre cet objectif.

EDF préconiserait toutefois de considérer un rythme légèrement différent dans ce scénario, avec tout d'abord les premières paires de réacteurs construites à horizon 2035 avec une paire tous les 4 ans, puis une accélération à partir de la troisième paire, de façon à atteindre la même capacité que celle projetée par RTE à horizon 2050 dans ce scénario N2. Le premier palier va en effet avant tout porter la poursuite de la reconstitution de la performance industrielle de la filière nucléaire, le délai de 4 ans entre les 2 premières paires est difficilement compressible. Des études faites par EDF et la filière montrent qu'il sera ensuite possible d'envisager une montée en puissance de la filière et une accélération dans la construction des EPR2 avec un réacteur par an : cela permettra de bénéficier des études de conception et d'exécution faites pour la première paire de réacteurs sur les chantiers suivants. Privilégier cette approche plutôt qu'une approche linéaire pour le rythme de construction permet ainsi de s'appuyer sur une chaîne industrielle qui suivra le principe industriel d'une amélioration continue de la performance portée par l'exécution d'une série standardisée. Cela ne bouleverse pas pour autant l'équilibre du 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 ?

Comme cela a été évoqué précédemment, **ce scénario nécessite que soit pris rapidement un engagement du programme de construction de nouveaux réacteurs**, permettant la poursuite de la dynamique des compétences engagées lors de la construction des premiers EPR.

Par ailleurs, donner une visibilité à la filière nucléaire française permettra justement à celle-ci de se structurer et de devenir plus robuste permettant ainsi l'accélération nécessaire détaillée ci-dessus.

Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ?

Comme indiqué en réponse à la question 10, **les facteurs de charge du nucléaire obtenus avec les premières estimations de RTE nous semblent particulièrement faibles, d'autant plus dans un scénario N2 avec une part significative de nucléaire**. Nous invitons donc RTE à expliciter la modélisation et hypothèses retenus pour réaliser ces premières estimations et/ou à les revoir notamment suite aux premières simulations réalisées.

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

Cf. réponse Q10.

Q12 et 13 – Scénarios avec 50% de nucléaire

Les scénarios N0 et N3 visent tous deux à répondre à la question de la constitution du parc nucléaire dans une optique de part de l'électricité produite d'origine nucléaire à 50% en 2050.

Le scénario N3 prévoit comme seul levier une accélération du rythme de construction d'EPR2 ce qui représente un challenge industriel en termes de volume d'activité en fin de période. Le lancement sans délai d'une première série de réacteurs est à ce titre une condition nécessaire. Elle portera la poursuite de la dynamique industrielle dans la construction nucléaire afin de favoriser l'implication de la filière et son investissement dans le renforcement de son outil industriel pour répondre, le moment venu, à l'accélération nécessaire. Cela suppose que la filière ait d'autant plus eu l'opportunité de consolider sa robustesse, de standardiser ses pratiques, et de renforcer sa performance avec la construction de la première série de 3 paires d'EPR2.

Le scénario N0 envisage lui une capacité nucléaire pour le parc existant de l'ordre de 30 GW en 2050, « toujours dans le respect de la limite de 60 ans ». Or si la limite de 60 ans est effectivement maintenue, EDF souligne qu'il n'est pas possible d'atteindre une capacité de 30 GW pour le parc existant en 2050, étant donné le calendrier de construction du parc nucléaire français. EDF invite donc RTE à expliciter davantage le raisonnement ayant abouti à cette hypothèse.

Ceci étant, caractériser dès aujourd'hui la part de nucléaire existant - nouveau nucléaire dans ces scénarios N0 et N3 n'est cependant pas l'enjeu. EDF recommande plutôt à RTE dans ces scénarios de retenir une capacité nucléaire totale nécessaire pour obtenir une part de 50% dans la production d'électricité d'ici 2050 – résultat qui sera issu de ses simulations – ce qui permettra d'illustrer l'intérêt pour le système de disposer d'une production nucléaire décarbonée et pilotable dans de tels proportions.

L'atteinte d'un mix 50% nucléaire – 50% EnR (scénarios N0 et N3) nécessite de disposer d'un parc nucléaire de 50 GW en 2050 d'après nos estimations. Disposer de ce volume de nucléaire peut apparaître comme un défi industriel ; néanmoins diverses solutions techniques pourraient permettre d'y répondre à l'horizon 2030-2035 : accélération du rythme de construction de nouveaux réacteurs EPR, développement de SMR en complément, poursuite de l'exploitation de tranches existantes au-delà de 60 ans. S'agissant de ce dernier point, le scénario industriel de référence de l'entreprise est aujourd'hui une durée d'exploitation de 60 ans mais la possibilité d'exploiter au-delà n'en est pas pour autant écartée. En effet, des innovations technologiques ou de possibles nouveaux modes d'exploitation pourraient nous conduire à nous ré-interroger sur la stratégie actuelle. Elle doit donc continuer de faire l'objet de travaux préliminaires et d'une veille technologique. Si la viabilité économique et industrielle des SMR et la poursuite de l'exploitation au-delà de 60 ans restent des questions encore ouvertes à ce jour, nombre d'incertitudes pourraient être levées à l'horizon 2030-

2035 à condition toutefois de construire un premier démonstrateur SMR en France d'une part, et en fonction du retour d'expérience des premières visites de 50 ans des réacteurs 900 MW et de 40 ans des réacteurs 1300 MW d'autre part.

Ainsi, EDF invite RTE pour les scénarios N0 et N3 à ne pas chercher à caractériser dès aujourd'hui la répartition précise des 50% de nucléaire dans la production d'électricité en 2050. Cette question trouvera sa réponse à l'horizon 2030-2035.

Et ceci, d'autant plus que les volumes complémentaires nécessaires à l'atteinte des 50% de nucléaire en 2050 sont limités. En effet, comme indiqué pour le scénario N2, la filière industrielle française, dans son dimensionnement actuel, est en capacité d'absorber un rythme de développement en moyenne d'un réacteur par an de nouveau EPR, aboutissant ainsi à 25 GW de nouveau nucléaire en 2050, en plus des 15 GW de nucléaire existant n'ayant pas atteint 60 ans de durée d'exploitation.

Q14 – Répartition géographique des moyens de production

Partagez-vous les principes retenus pour alimenter les trajectoires de localisation des moyens de production nucléaire et renouvelables ?

Concernant le parc nucléaire existant, la PPE propose jusqu'en 2035 les principes de déclassement des premières tranches : fermeture de douze tranches 900 MW en plus de Fessenheim à l'occasion de leur cinquième visite décennale, fermeture de réacteurs par paires, en veillant à n'arrêter aucun site, et anticipation des fermetures 3 ans avant leur mise en œuvre, à condition que puissent être respectées à ces échéances la sécurité d'approvisionnement de la France et l'accélération de la transition énergétique des pays transfrontaliers.

Aucun principe de fermeture des centrales nucléaires existantes n'est défini au-delà de 2035. EDF prend note de l'hypothèse retenue par RTE de prolonger les hypothèses de la PPE pour ses scénarios M1 à M3 et N1 à N3, c'est-à-dire en considérant un lissage des fermetures en priorisant les arrêts des tranches les plus anciennes et les moins puissantes.

Concernant la localisation des nouveaux réacteurs, EDF n'a pas d'objection sur les principes que RTE propose de retenir, à savoir considérer que l'installation de nouveaux EPR se fera par paire, sur ou à proximité des sites accueillant déjà des réacteurs. La question du foncier pour le nucléaire n'est par ailleurs pas problématique, **EDF disposera du foncier nécessaire à l'accueil de nouvelles tranches.**

Q15 – Effets du climat

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...) ?

EDF rappelle que le recours à deux scénarios climatiques différenciés (RCP 4.5 et RCP 8.5) n'implique pas que le champ d'incertitudes est couvert, notamment à l'horizon 2050 ; en effet à cet horizon, l'incertitude modèle l'emporte sur celle du scénario climatique. A ce titre, EDF souligne que l'utilisation par RTE d'un unique modèle climatique conduit à sous-estimer les incertitudes.

Concernant les effets du changement climatique sur les actifs nucléaires

EDF a sur ce sujet fourni une réponse détaillée à RTE²⁰ et l'invite ainsi à s'y référer. Néanmoins, **EDF tient à souligner qu'il ne partage pas l'approche retenue par RTE pour modéliser l'impact du réchauffement climatique sur la disponibilité nucléaire** : si les risques de pertes liées au réchauffement climatique devaient être plus importants que les pertes observées ces dernières années (lesquelles sont inférieures à 0.5% de la production annuelle nucléaire), EDF prendrait des mesures pour y pallier.

Toute projection sur 2050 doit s'estimer au regard de la conception des installations et d'éventuelles modifications réalisées. Or des solutions déjà en place sur le parc actuellement en fonctionnement (comme sur Civaux par exemple) montrent qu'il est possible d'envisager un fonctionnement des sites moins tributaire des limites réglementaires. Ces adaptations peuvent également s'envisager de manière organisationnelle en planifiant des arrêts de tranche dans les périodes à fort risque de difficulté environnementale. Il est aussi à noter le REX international qui montre qu'il est possible d'avoir des installations produisant en pays aride (par exemple la centrale de Palo Verde dans le désert de l'Arizona) ou chaud (centrale de Barakha aux Emirats Arabes Unis), voire en milieu tropical (centrale de Daya Bay en Chine). Toutes ces solutions non mises en œuvre à ce jour en raison du déséquilibre technico-économique et de l'absence de gain environnemental qu'elles présentent encore, pourraient être envisagées en fonction des contraintes futures. Ainsi, une simple transposition de la situation actuelle du parc dans un climat régnant en 2050 n'apporte pas d'enseignement sur les performances du parc nucléaire français en 2050.

Ainsi, pour ce sujet précis, **il est donc erroné de dire que le passé reflètera le futur.**

Concernant les effets du changement climatique sur les actifs hydroélectriques

Selon nos premiers travaux internes, l'impact du changement climatique sur l'hydraulicité moyenne en France à l'horizon 2050 **reste encore à ce jour très incertain et dépend beaucoup du modèle climatique utilisé.**

Le changement climatique aurait une influence conséquente sur la saisonnalité des apports : hausse de ces derniers en hiver et au début du printemps liée à une hausse probable des précipitations d'hiver et à un décalage de l'onde de fusion, et à l'inverse une nette baisse pendant la seconde partie de l'année (périodes de sécheresse accentuées en été et en début d'automne).

Outre les contrastes saisonniers, le changement climatique devrait également accentuer les contrastes régionaux déjà existants (contraste montagne/plaine).

Q16 – 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 ?

EDF est favorable à ce que RTE précise dans le Bilan Prévisionnel, pour chaque scénario, le besoin de flexibilités par horizon de temps de temps et les technologiques permettant d'y répondre.

EDF souhaite préciser qu'à ce titre, le gisement d'actifs hydroélectriques flexibles (STEP, lacs et éclusées) doit bien faire partie de l'intégralité du bouquet de flexibilités à prendre en compte pour répondre aux besoins additionnels en termes de sécurité d'approvisionnement.

²⁰ Pour plus de facilité, une version publique est jointe à la présente réponse d'EDF à la consultation publique.

Par ailleurs, il est essentiel que RTE explicite les besoins en termes de flexibilité saisonnière et qualifie les technologies à même d'y répondre, en termes des caractéristiques techniques, d'économie et de maturité. A ce titre, EDF partage dans sa réponse à la question 17 des éléments concernant le Power-to-X-to-Power.

Concernant la flexibilité de la demande, nous partageons globalement l'estimation donnée par RTE des gisements de flexibilité par secteur de demande à l'exception toutefois de la mobilité. En effet, ce dernier dans sa variante basse nous semble trop faible en 2050 car pas en cohérence si :

- cela traduit une hypothèse d'un « pilotage bas » de la recharge du VE car il ne nous semble pas crédible que le système reste dans un niveau de contraintes élevé sans que rien ne soit fait en conséquence à l'horizon. Les solutions de flexibilité de la demande doivent accompagner les scénarios d'électrification poussée et ne doivent pas être considérées/anticipées uniquement comme des variables de bouclage.
- l'hypothèse sous-jacente correspond à une pénétration plus faible des VE car elle conduirait à des émissions de CO₂ incompatible, dans cette variante, avec l'objectif de neutralité carbone.

Concernant le coût des dispositifs de flexibilité, nous interrogeons la provenance du coût d'infrastructure SI de pilotage temps réel (10€/VE/an) ? Ce coût intègre-t-il le coût back-end constructeur et agrégation ? Pourriez-vous expliciter la source de cette hypothèse ?

Q17 – 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...) ?*
- *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...) ?*

De manière générale, EDF invite à RTE à considérer les points suivants :

- **les arbitrages réalisés entre énergies doivent être justifiés sur la base notamment des coûts de la tonne de CO₂ abattue.** En effet, si pour certains usages le niveau d'incertitude rend l'arbitrage entre vecteurs énergétiques difficile, pour d'autres la compétitivité entre vecteurs énergétiques apparaît plus clairement et son « efficacité climatique » doit alors être explicitée. Cette analyse pourra révéler également les avantages de l'hydrogène électrolytique pour les derniers usages les plus complexes à décarboner (typiquement les routes du transport international), potentiellement à une échelle européenne.
- **Concernant le cycle power-to-x-to-power, il est indispensable que RTE explicite l'ensemble des maillons mis en œuvre et leurs caractéristiques** (logistique, gisement, maturité technologique) **car il s'agit d'une chaîne qui n'est fonctionnelle que si l'ensemble de maillons est disponible.**

- EDF invite RTE à **expliquer techniquement et économiquement les schémas d’approvisionnement de l’hydrogène de son lieu de production à son lieu de consommation.**
- La question de **l’évolution des infrastructures gaz est importante** (contraction des infrastructures existantes face à une consommation en baisse, évolution en fonction des schémas de reconversion au gaz décarboné ou à l’hydrogène) **et doit être explicitée et considérée pour les coûts de transport du gaz.**

Trajectoire de demande H₂

Concernant l’élaboration des trajectoires, aussi bien pour celle de référence que la variante H₂ +, EDF rappelle l’importance de justifier les arbitrages sur la base des coûts de la tonne de CO₂ abattue.

Par exemple, Certains arbitrages concernant le développement de l’hydrogène pour la chaleur industrielle ne semblent pas les plus efficaces étant donné qu’ils se font au détriment de la biomasse et de l’électricité, plus pertinents pour ce secteur. On peut notamment citer la très récente étude d’Agora Energiewende (No-regret hydrogen), dont l’un des points saillants est que l’électrification directe de la chaleur industrielle, y compris au-delà de 100°C (qui elle peut être captée par des PAC HT), est à privilégier par rapport à l’usage d’H₂ (p13).

Sécurité d’approvisionnement en H₂

Les différents scénarios envisagés doivent permettre de s’assurer de la sécurité d’approvisionnement de l’H₂ sur le territoire français, et dans toutes les variantes testées :

- en cohérence avec le cadre décrit par la SNBC dont les objectifs de neutralité carbone doivent pouvoir être atteints en s’appuyant sur les ressources du territoire. L’étude sur une production nationale dédiée doit donc être réalisée pour le scénario de référence, mais également pour la variante H₂+ pour s’assurer de la résilience de la stratégie française à la sécurité d’approvisionnement de l’H₂ hors imports.
- mais aussi parce que cette sécurité d’approvisionnement n’est pour l’instant pas garantie à l’échelle européenne dans les scénarios de neutralité carbone européen sans mobilisation de l’option nucléaire ou d’imports : le scénario européen Distributed Energy du TYNDP pris comme référence par RTE projette une production d’hydrogène électrolytique à l’échelle de 1000 TWh dont 50% provenant d’imports ; les scénarios de neutralité carbone de la Long Term Strategy européenne (1500 à 2000 TWh d’H₂) s’appuient sur une production maintenue voire accrue de production nucléaire (871 TWh à 1035 TWh en 2050 vs 841 TWh en 2015), tout en mobilisant massivement les renouvelables à hauteur de leurs gisements techniques.

Limites du potentiel de stockage inter-saisonnier de l’H₂ en France

Le développement de l’hydrogène à grande échelle (que ce soit pour la ré-électrification ou la décarbonation des usages finaux), s’il n’est produit qu’à partir d’électricité renouvelable, nécessite de stocker l’hydrogène en grande quantité et donc en stockages souterrains. Néanmoins, seules les cavités salines semblent adéquates pour stocker l’hydrogène. Il convient donc de bien prendre en compte le volume de stockage accessible. Les cavités salines sont en nombre limité et ne représentent que 7% du volume utile totale des stockages de gaz naturel (141 TWh) mais compte tenu de la moindre densité énergétique de l’hydrogène, (≈32% de celle du gaz naturel dans les mêmes conditions de pression et de température), **ce potentiel de stockage en cavité saline existantes n’excéderait pas les 5 TWh_{H₂}**. Dès lors, **les limites de ce potentiel de stockage doivent être considérées au regard de la saisonnalité de la production d’hydrogène d’une part, et de la saisonnalité de l’usage de l’hydrogène, que ce soit pour un usage direct, ou pour ré-électrification via des moyens de productions d’électricité à partir d’hydrogène (PAC, TAC ou CCG).**

Actuellement, la saisonnalité de la demande gaz en distribution nécessite un stockage inter-saisonnier à hauteur d'environ 11% de la consommation annuelle assurée par le réseau de transport via les stockages souterrains. Sur cette même base, et au vu du volume limité de stockage souterrain de l'hydrogène, seule 40 TWh de consommation gaz en distribution peuvent être convertis au 100% H₂. Par ailleurs, ceci préempterait les stockages souterrains compatibles pour l'H₂, et exclurait la possibilité d'une décarbonation par l'H₂ des usages industriels raccordés au réseau de transport gaz dont la demande est elle aussi saisonnalisée et nécessitant un stockage inter-saisonnier :

- moyens de production électriques alimentés au gaz
- production en base de méthane de synthèse mais avec un mix électrique induisant une production très saisonnalisée de l'hydrogène et pour satisfaire une demande de décarbonation de certains usages raccordés au réseau de transport elle aussi saisonnalisée (ex : centrales gaz assurant le bouclage du système électrique).

Power-to-X-to-Power

Concernant le cycle power-to-x-to-power, il est indispensable que RTE explicite l'ensemble des maillons mis en œuvre et leurs caractéristiques (logistique, gisement, maturité technologique) **car il s'agit d'une chaîne qui n'est fonctionnelle que si l'ensemble des maillons est disponible :**

- disponibilité de la production électrique décarbonée pour produire l'H₂ nécessaire, en plus de ce qui est prévu par la SNBC : cela est d'autant plus important pour les scénarios « M » sans nouveau nucléaire, pour lesquels il sera nécessaire de développer des capacités EnR supplémentaires, interrogeant le réalisme des capacités totales développées.
- évolution des infrastructures nécessaires : approvisionnement en CO₂ neutre pour le méthane de synthèse, acheminement de l'H₂ de la production à la consommation, stockage intermédiaire massif de l'H₂ et infrastructures dédiées etc...
- coûts de chacun des maillons de la chaîne
- ruptures associées : approvisionnement en CO₂ neutre (rupture agricole pour méthanisation à grande échelle et récupération du CO₂, rupture technologique pour capture dans l'air), rupture industrielle pour atteindre les volumes d'électrolyseurs nécessaires
- rendement de la chaîne globale faible

Hypothèses économiques

Plusieurs hypothèses économiques retenues retiennent notre attention.

Coût de l'hydrogène

RTE propose de retenir des hypothèses de coût de l'hydrogène bas-carbone de 100 €/MWh_{PCI} (environ 3 €/kgH₂), ce qui interroge le périmètre retenu. **Il faut en effet prendre en compte les coûts de conditionnement (compression/liquéfaction/regazéification), stockage, transport jusqu'à l'usage final, qui peuvent doubler le coût de la molécule.**

Concernant le mode de production à partir d'EnR dédiée, l'analyse du coût de production doit prendre en compte les coûts d'acheminement de l'hydrogène jusqu'à l'usage final, mais également la disponibilité de la ressource EnR : certaines études considèrent les meilleurs coûts de production EnR sur les meilleurs sites sans toutefois prendre en compte les contraintes de gisements et d'accessibilité à la ressource, qui peuvent renchérir le coût des autres EnR, et donc in fine le coût d'ensemble du système énergétique.

EDF souhaite rappeler que la production d'hydrogène par électrolyse raccordée au réseau au plus proche de l'usage final permet de s'affranchir des coûts logistiques pour acheminer l'hydrogène. En ce sens, ce mode de production devrait être privilégié par RTE.

TAC/CCG fonctionnant à l'hydrogène

RTE suppose que les moyens TAC/CCG peuvent être adaptés aux productions à partir d'hydrogène moyennant des surcoûts d'adaptation de l'ordre de 10%. **EDF invite RTE à détailler cette hypothèse, qui paraît faible pour une technologie qui doit faire l'objet de développements R&D.** Par ailleurs, il convient de préciser la teneur en hydrogène et s'il est envisagé du retrofit d'existant ou de nouveaux projets.

Une adaptation des moyens existants à l'hydrogène est limitée en termes de teneur en hydrogène. Cela nécessite d'adapter les brûleurs existants (même pour une faible teneur en hydrogène) ainsi que les systèmes auxiliaires gaz non adaptés à des gaz contenant plus de 5% d'hydrogène. Au-delà des surcoûts d'adaptation engendrés, la question d'un approvisionnement mixte gaz et hydrogène est posée pour les infrastructures gaz. Par ailleurs, réduire significativement les émissions de CO₂ du gaz nécessite une large proportion en H₂ dans le combustible (30% d'H₂ ne réduit que de 11% les émissions CO₂).

Pour une teneur en hydrogène élevée, voire 100%, les moyens de production seront principalement de nouvelles machines (ou des variantes de certaines machines proposées par les constructeurs), spécifiquement développées et adaptées pour ces fortes teneurs en hydrogène. D'autre part, c'est cette fois-ci la teneur en gaz qui doit être limitée, offrant peu de flexibilité en cas de défaut de fourniture ou de variation dans les quantités d'hydrogène disponibles. Les teneurs en NO_x seront également un sujet de préoccupation, car potentiellement plus importantes pour des combustions en hydrogène et pourraient nécessiter des dispositifs de réduction en aval de la turbine (type SCR) qui peuvent s'avérer coûteux. **Pour toutes ces raisons, le surcoût de 10% envisagé par RTE nous paraît sous-estimé.**

Concernant le retrofit d'une machine installée de manière générale, son coût peut s'avérer sensiblement plus élevé que le surcoût affiché au catalogue proposé par les constructeurs entre une version standard et une variante hydrogène.

Par ailleurs, la question de l'acheminement, du conditionnement et du stockage de l'hydrogène est importante pour cet usage de l'hydrogène, dont les quantités consommées peuvent être très importantes et nécessiter des stockages en cuve coûteux avec une empreinte au sol importante.

Biométhane

Le volume de biométhane envisagé par la SNBC, quelque 150 TWh, est un volume ambitieux. Les gisements sont en effet limités et devraient être absorbés en priorité par l'industrie. Le volume indiqué dans la SNBC disponible pour le système électrique (25 TWh de gaz décarboné) devrait être considéré comme une option maximale. Il est proposé une valeur de 80€/MWh gaz pour le biogaz, mais il faut intégrer les coûts liés aux futurs schémas de collecte, épuration, conditionnement et transport jusqu'au point d'injection dans le réseau de transport gaz. L'étude réalisée par le cabinet Solagro²¹ pour la région Nouvelle-Aquitaine (2019) donne une moyenne de 90 euros/MWh entre des projets de petite taille (115-120 euros/MWh) et de grande taille (65-70 euros/MWh) pour un développement important. A cela doivent s'ajouter les coûts d'épuration et d'injection qu'ENEA estime à environ 25 €/MWh²². **Ces éléments amènent à penser que le coût de 80 €/MWh est faible pour du biométhane injecté sur le réseau de transport gaz et serait plutôt au-delà de 100 €/MWh, à long terme.**

²¹ <https://fr.calameo.com/read/0060092719093a9798eae> (page 9)

²² <https://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2019/01/ENEA-Consulting-De%cc%81velopper-une-filie%cc%80re-franc%cc%a7aise-bio-GNL-carburant-pour-de%cc%81carboner-les-transports-2019-1.pdf> (page 11)

Par ailleurs, une approche en courbe d'offre pour le biométhane est appropriée étant donné les contraintes de gisements et les enjeux de priorisation de son usage.

Q18 – Hypothèse 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 ?

En réponse à la proposition de RTE d'utiliser le scénario *TYNPD Distributed Energy 2020* comme base pour le contexte européen, EDF souhaite faire plusieurs remarques.

Tout d'abord, **le scénario TYNDP ne propose pas de vision détaillée à l'échelle des états membres au-delà de 2040**, ce qui pose la question de leur stratégie de décarbonation (du gaz notamment) ainsi que du niveau de décarbonation de leur mix énergétique. C'est une question importante, notamment pour la sécurité d'approvisionnement. En effet, avoir des pays voisins avec une forte pénétration ENR peut amener des périodes de défaillance de plus en plus larges et simultanées sur plusieurs pays, avec une sensibilité forte à la production réelle des EnR variables.

Par ailleurs, plusieurs états se sont déjà exprimés sur leur ambition et leur stratégie de décarbonation. RTE réalisera des ajustements à partir des études nationales les plus récentes (qu'il faudra préciser). EDF souligne effectivement l'importance de les intégrer, y compris en termes de choix de souveraineté nationale. Ce choix renvoie avant tout à une vision énergétique, tout en s'appuyant sur la solidarité en termes de sécurité d'approvisionnement qu'apporte l'interconnexion du système électrique européen. En clair, il serait intéressant que RTE précise comment les soldes import-export seront traités à l'échelle horaire, mais également à l'échelle annuelle (nul par construction si primauté à la souveraineté nationale ? Positif si l'intérêt économique l'emporte mais qui suppose une confiance suffisante dans les hypothèses ?). EDF invite RTE à retenir un cadrage cohérent avec celui de la stratégie Energie Climat de la France c'est-à-dire qui se base sur un principe de souveraineté nationale et d'indépendance énergétique. Il s'agit bien de raisonner à la maille européenne, en bénéficiant du foisonnement apporté par les interconnexions, mais en dimensionnant les parcs nationaux de sorte à assurer des soldes imports – exports nuls à la maille annuelle. Il s'agit d'assurer que chaque pays est en mesure d'atteindre son objectif environnemental sans reposer sur des imports massifs ou qu'à l'inverse des développements réalisés dans un pays ne reposent pas que sur des espérances d'exports.

Ce point est d'ailleurs à articuler avec la question de fuite carbone si certains pays européens ne vont pas vers la neutralité carbone, dans une situation d'imports d'électricité carbonée.

De plus, **le scénario TYNDP s'appuie sur des volumes très importants de produits électrolytiques dont la consommation induite d'électricité représente plus de la moitié de la consommation d'électricité directe pour les usages finaux**. EDF rappelle qu'il est plus efficace d'électrifier directement les usages finaux et d'utiliser les produits électrolytiques pour décarboner ceux dont l'électrification directe s'avère difficile. Par ailleurs, le volume significatif de consommation induite renforce la question des gisements ENR si la production de produits électrolytiques est réalisée exclusivement à partir d'électricité renouvelable. EDF souhaite insister sur le fait que ces produits électrolytiques peuvent être produits par tout type d'électricité bas carbone dont le nucléaire. Il nous semble important également que cette consommation induite soit bien intégrée à la consommation électrique totale adressée au réseau.

Par ailleurs, **la capacité nucléaire retenue dans ce scénario est plus faible de moitié en 2050 que celle des scénarios 1.5 Life et 1.5 Tech de la CE**. Étant donné l'augmentation de la consommation

d'électricité (directe et indirecte), il nous semble important de mettre à disposition du système électrique toutes les sources de production d'électricité décarbonée dont le nucléaire, en envisageant un maintien voire une augmentation de la production nucléaire dans les pays qui n'excluent pas explicitement cette option.

Enfin, concernant l'estimation des capacités d'échanges, la règle des 70% basée sur les capacités d'échanges commerciaux ne rend pas compte de la faisabilité physique des échanges dans de nombreux cas (congestions réseaux). EDF invite RTE à ne pas appliquer cette règle dans l'estimation des capacités d'échanges prévisionnelles dans le cadre des études de développement réseau et des études relatives à la sécurité d'alimentation.

Q19 – 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) ?

De manière générale, EDF approuve la segmentation proposée en quatre blocs-thématiques :

- 1) *La sécurité d'approvisionnement*
- 2) *L'équilibrage à court-terme du système*
- 3) *La stabilité du système*
- 4) *Les problématiques de gestion du réseau*

Avez-vous des remarques ou contributions à partager permettant d'enrichir l'analyse technique des scénarios ?

La sécurité d'approvisionnement

Le premier axe mis en avant par RTE pour assurer du bon fonctionnement du système électrique est celui de la sécurité d'approvisionnement. Cette dimension est intégrée depuis l'origine dans les bilans prévisionnels dans une optique d'adéquation entre la demande électrique et l'offre de production électrique. Cependant, tous les incidents de grande ampleur observés ces dernières années sont liés à des déséquilibres spatiaux entre la production et la demande. Ainsi la question de la sécurité d'approvisionnement ne peut pas être éclairée uniquement par des simulations d'Equilibre Offre-Demande dans un système électrique modélisé tel « une plaque de cuivre ». La restructuration envisagée du système électrique pose en effet la question des équilibres plus régionaux/locaux en considérant des contraintes d'échanges intérieures, la modélisation de l'exercice d'adéquation doit ainsi être adaptée.

RTE intègre bien ces contraintes au niveau des interconnexions entre pays et réalise des simulations de l'équilibre offre-demande à une maille européenne pertinente. EDF souhaiterait toutefois que RTE intègre plus largement des paramètres « spatiaux » dans ses études sur la sécurité d'approvisionnement, tels que la localisation des sources de production des EnR variables par rapport aux centres de consommation et l'adéquation du réseau THT-HT pour y faire face.

Par ailleurs, nous invitons RTE à prolonger l'éclairage sur le rôle des interconnexions, que ce soit en termes d'apport et de risques pour la sécurité d'approvisionnement de la France et, symétriquement, celle des autres pays européens. Cet éclairage apparaît d'autant plus nécessaire au regard des contraintes d'acceptation de telles infrastructures et dans des conditions (temporelles et corrélations d'aléas) où les situations de défaillance pourraient être simultanées sur plusieurs pays européens.

EDF est favorable à ce que RTE précise dans le Bilan Prévisionnel, pour chaque scénario les paysages de défaillance, c'est-à-dire à minima les distributions de fréquence, durées individuelles et consécutives et profondeur de la défaillance.

En complément de cette approche probabiliste cohérente avec la définition du critère de sécurité d'approvisionnement, EDF accueille favorablement la proposition de RTE en phase de concertation de mener des analyses « stress-test » afin de tester la résilience du système à des événements durables et concomitants (épisodes de vent très faibles, de canicules/froids extrêmes en France et en Europe). EDF souligne toutefois la difficulté de sélection des événements « stress-test » qui ne pourront être équivalents, les uns par rapport aux autres, et ne pourront donc se substituer à une analyse du niveau de sécurité d'approvisionnement.

EDF souligne enfin que la notion de sécurité d'approvisionnement, dans une vision de long terme où sont ouvertes des options structurantes et où des incertitudes sont amples, renvoie avant tout à l'assurance de disposer, année après année, de la quantité d'énergie que demande l'activité économique du pays. Les enjeux de souveraineté et d'indépendance énergétique, renvoyant par exemple au niveau d'importation de produits énergétique et aux incertitudes associées, ou d'autres risques tel que le développement ponctuel de nouvelles capacités ou encore l'affermisssement inattendu de la demande, sont premiers par rapport à l'ajustement fin du système électrique sur un critère qui n'en tient pas compte. L'équilibrage à court-terme du système

RTE a confirmé durant la phase de concertation que la question de l'équilibrage à court-terme sera accrue avec la pénétration croissante d'EnR variables, ce qui pourrait conduire à un besoin de réserves revu significativement à la hausse. Les leviers envisagés pour y répondre induisent des surcoûts pour la collectivité qui devront être évalués afin d'éclairer les décisions à prendre pour répondre aux besoins d'équilibrage.

A ce titre, EDF invite RTE à objectiver les besoins, évoqués durant la phase de concertation (GT#8) d'accroître les exigences en termes de télémessure et d'observabilité des parcs photovoltaïques voire éoliens.

Enfin, EDF invite également RTE à poursuivre ses travaux sur la réserve rapide à la baisse et à étendre les ajustements des EnR participant à la résolution des congestions. Une analyse coûts-bénéfices circonscrits aux besoins de réserves d'équilibrage (à la hausse et à la baisse) dans un système électrique fortement renouvelable pourrait apporter des éclairages quant à l'adéquation du mix électrique.

La stabilité du système

Avec une insertion croissante des parcs EnR variables, comme évoqué dans le rapport RTE-AIE, le développement de nouvelles solutions technologiques serait nécessaire pour assurer la stabilité du système. Certaines solutions sont déjà matures et déployées à grande échelle dans le monde (batteries, compensateurs synchrones). D'autres sont au stade de la R&D (grid-forming dont les défis à relever sont nombreux : télécommunication, sécurité voire cybersécurité, dimensionnement lié à la problématique de court-circuit...) et devront être testées à une plus grande échelle avant de prétendre à une industrialisation au sein des systèmes électriques.

EDF rappelle par ailleurs qu'au-delà des problématiques de stabilité liées au besoin d'inertie; celles liées aux besoins de puissance de court-circuit et de comportement du système dans des situations dégradées (situations de défaillance et de reconstitution du réseau notamment) devront également être traitées avec attention. A ce titre, EDF partage la pertinence d'étudier la capacité du système à redémarrer des unités de manière autonome en cas d'incident de grande ampleur («black-start»).

Les problématiques de gestion du réseau

EDF tient à saluer la démarche de RTE d'**éclairer les conséquences du choix du mix de production sur les problématiques de gestion de réseau** (gestion de la tension et respect des contraintes de transit principalement) **ainsi que les besoins de renforcement et de reconfiguration du réseau.**

En effet, comme nous le montrent les exemples de nos voisins européens, **les besoins d'adaptation du réseau, de transport et de distribution, dépassent les seuls besoins de raccordement des nouvelles sources de production**. Cela pourrait conduire dans certains scénarios à des renforcements importants, voire à une refonte en profondeur du réseau tel qu'il existe actuellement. Au-delà des contraintes et difficultés à mettre en œuvre ces adaptations, quand bien même celles-ci seraient envisageables et réalisables dans les délais attendus, elles pourraient nécessiter des investissements très substantiels ; tout particulièrement si au titre de l'acceptabilité de ces infrastructures, celles-ci devaient se faire en souterrain.

EDF considère ainsi nécessaire une modélisation détaillée du réseau électrique pour modéliser les phénomènes de congestions et de tenue de tension. Cette modélisation doit permettre d'intégrer les moyens d'actions à disposition, comme les parades topologiques et les solutions de flexibilités, afin de mieux localiser et caractériser les besoins de renforcements ou de restructurations du réseau, et de quantifier les coûts d'investissement mais aussi d'exploitation engendrés par ces phénomènes, comme le redispatching et l'écrêtement des EnR.

Dans ce cadre, EDF encourage aussi RTE à bien modéliser l'impact de l'échelle continentale, avec la polarisation très forte des EnR attendue en Europe, qui aura un impact significatif sur le périmètre français.

EDF estime que l'impact sur la gestion du réseau de distribution est peu étayé et pourrait ainsi être sous-estimé. Or, les problématiques de congestions, de tension, de plan de protection vont concerner autant voire davantage les réseaux de distribution, avec un raccordement très majoritaire des EnR sur ces niveaux de tension. Là aussi, les questions d'investissement, d'exploitation et d'acceptabilité seront essentielles.

EDF suggère que la démarche proposée par RTE pour éclairer les décisions concernant le mix de production - des décisions à prendre en avenir incertain et donc avec une stratégie de minimisation des regrets – soit également étendue aux décisions concernant l'adaptation du réseau de transport. Cela permettrait notamment de faire apparaître des axes de développement commun à tous les scénarios de mix de production et donc d'intérêt général.

Ainsi, afin de permettre le bon niveau d'éclairage des décisions des pouvoirs publics, il est nécessaire qu'une démarche de raccordements soit menée :

- Cohérence « temporelle » côté RTE, entre le SDDR actuel et la vision prospective partagée au sein de ce GT,
- Cohérence « géographique » avec les gestionnaires du réseau de distribution (Enedis et les Entreprises Locales de Distribution), en cohérence avec les travaux qu'ils prévoient.

Dans l'absolu, **il serait intéressant que cette démarche de cohérence en termes de développement des infrastructures soit menée à un niveau « énergie » et pas seulement à la maille du secteur « électrique »**.

Q20 – 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 ?

Nous partageons le fait qu'il existe des enjeux forts autour de la représentation des attentes de la société. Nous partageons partiellement la méthodologie suivie et souhaiterions revenir sur un certain nombre de points.

Tout d'abord, Il est expliqué à la fois que les travaux consisteront à déterminer les « implicites sociétaux » des scénarios proposés et d'explicitier les conditions de réussite, mais aussi que les enjeux sociétaux seront pris en compte dans la construction même des scénarios. Nous ne parvenons pas à comprendre **si les aspects sociétaux seront-ils considérés en tant qu'intrant à la construction de scénarios ou bien seront-ils mis en exergue sous l'angle "impacts " des scénarios existants ?** Nous encourageons RTE à clarifier la méthodologie proposée.

A ce titre, EDF tient à ré-insister sur **la nécessité de qualifier le degré de réalisme des implicites et hypothèses sociétaux** sous-jacents au fonctionnement des différents mix envisagés dans le Bilan Prévisionnel. En effet, le fait de ne pas être en mesure de modéliser finement le comportement des acteurs et donc de proposer de s'appuyer sur les parties prenantes ne doit pas conduire à s'affranchir d'une **analyse critique sur le degré de réalisme des hypothèses** proposées par celles-ci. Cet argument a donné lieu à une réponse étayée de la part d'EDF à l'issue de la 1^{ère} séance du GT relatif à l'acceptabilité sociétale ; nous invitons RTE à s'y référer et restons disponible pour des échanges complémentaires.

Ensuite, **il existe une conflictualité globale ancienne et durable sur l'ensemble des projets d'aménagements**²³. Les controverses autour des projets d'aménagement existaient avant même que les programmes d'équipement EnR suscitent à leur tour des controverses. Nous invitons RTE à situer les controverses EnR dans une conflictualité territoriale diffuse et à s'appuyer sur une vision plus globale pour appréhender les conflits territoriaux. Les références en note²⁴ permettront d'enrichir ce point. Par ailleurs, nous attirons l'attention sur le fait que l'acceptabilité territoriale des équipements peut difficilement être traduite en une quantité stable de foncier disponible. Le « foncier disponible » peut être amené à évoluer dans le temps (du fait des évolutions technologiques et sociales notamment de la concurrence avec d'autres usages du territoire) et il serait pertinent de considérer cette dimension en dynamique.

En ce sens, nous encourageons RTE à traiter avec la même finesse les variantes en termes de trajectoire EnR dans les scénarios N. En effet dans les scénarios N1 et N2, le type de développement des EnR retenu est celui présenté dans le scénario M2. Non précisé, il semble en être de même pour les scénarios N0 et N3. Or l'option retenue dans le scénario M2 « bouquet économique d'EnR » suppose un développement « *très important de l'ensemble des filières porté par l'installation de grands parcs* » ciblant « *les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendement* ». **L'option retenue n'est pas neutre en termes d'acceptabilité**, puisque rapide, massive, dans les zones les plus favorables, avec de grands parcs, elle est susceptible de rencontrer des conflits d'usages et des controverses. La relance d'un nouveau programme nucléaire est ainsi liée à un scénario « big tech » plutôt qu'à des alternatives « small is beautiful » comme dans le scénario M1. **La méthode retenue enferme l'option nouveau nucléaire/EnR dans une seule trajectoire de développement des EnR ; un imaginaire de la grande industrie.** Or la relance du nucléaire pourrait permettre au contraire de dégager des marges pour des scénarios plus diffus ou encore des stratégies régionales ou locale différenciées certains territoires favorisant les grandes installations EnR et d'autre pas.

²³ Voir par exemple Subra, P. (2016). *Géopolitique locale – Territoires, acteurs, conflits*, Paris : Armand Colin.

²⁴ Pour une synthèse rapide et le renvoi à des références : Jobert, A. (2017). « NIMBY » In Pasquier, R., Aubelle, V., Kada, N. & Courtecuisse C. (Eds.). *Dictionnaire encyclopédique de la décentralisation*. Paris : Editions Berger-Levrault, 725-728

Nous partageons également le besoin d'analyse sur l'acceptabilité des moyens de flexibilité et l'aspect économique fait partie au premier chef des questions d'acceptabilité sociale puisqu'in fine le coût est supporté par les consommateurs.

Enfin, la prise en compte des dynamiques sociétales dans l'exercice du Bilan Prévisionnel constitue une démarche innovante, à saluer, mais qui manque encore de référence et de consensus. En complément de l'ouverture au public et aux praticiens, nous suggérons qu'un appel élargi à la communauté académique en sciences sociales (française et internationale) soit réalisé pour faire un point sur les savoirs et tester des hypothèses en terme de prospective de la transition énergétique. A titre d'exemple, la démarche de « criblage sociétal » du gisement existant pour les différentes EnR proposé dans le document de cadrage n°2 du GT 5 consistant à voir si des facteurs sociétaux pourrait influencer sur la disponibilité du gisement est intéressante, elle est déjà intégrée dans certaines réflexions prospectives voire dans les pratiques de porteurs de projet lorsqu'ils prospectent sur une zone donnée. Il convient cependant de noter que les hypothèses et les résultats de ces démarches ne font pas encore l'objet de discussion académiques, ni plus largement de discussion publique. Il n'y a pas encore d'étude faisant référence en la matière. Une telle initiative a déjà été menée en 2005 par le Commissariat Général au Plan²⁵.

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

Nous sommes en ligne avec les axes identifiés ; notamment nous partageons le fait que l'acceptabilité des programmes EnR passe aussi par l'acceptabilité des réseaux de transport.

Q21 – 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 ?

Empreinte carbone

Lors de la 2^{ème} réunion du GT « Environnement » du 27 novembre 2020, RTE a mentionné la possibilité de modifier certaines valeurs de facteur d'émissions de la base EcoInvent. **EDF invite RTE à une grande transparence sur le sujet et rappelle l'importance d'avoir des sources validées et qui font référence.**

Par ailleurs, nous avons des interrogations sur les facteurs d'émission actuellement utilisés pour les centrales à gaz de synthèse, dont la valeur retenue est de 60 gCO₂eq/kWh. EDF invite RTE à justifier cette hypothèse :

- Cette valeur est obtenue pour un facteur de charge de la production de méthane de synthèse de 90%²⁶

²⁵ Guerin (M) (2005) « Conflits d'usage à l'horizon 2020 - Quels nouveaux rôles pour l'Etat dans les espaces ruraux et périurbains ? », Rapport dit « Manon », la Documentation Française, Juin 2005, disponible en ligne: <https://www.vie-publique.fr/rapport/28176-conflits-dusage-lhorizon-2020-quels-nouveaux-roles-pour-letat-dan>

²⁶ Thèse « Analyse du cycle de vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation », Romain Besseau, lien <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-02732972/document> (p82)

- L'impact du seul système de stockage (via power-to-H₂ ou power-to-CH₄) peut être estimé entre 15 et 30 gCO_{2eq}/kWh d'énergie restituée (pour un facteur de charge de 25% de l'électrolyseur)²⁷
- Cette valeur doit dépendre du facteur d'émission de l'électricité considérée pour produire l'hydrogène. Par exemple, un approvisionnement par PV à 80 gCO_{2eq}/kWh (valeur retenue dans la note) amène à un facteur d'émission supérieur à 200 gCO_{2eq}/kWh, étant donné le faible rendement de la chaîne globale power-to-x-to-power.
- Il faut également que le facteur d'émission des filières à gaz de synthèse soit cohérent avec les facteurs d'émissions retenus pour les autres filières de production d'électricité.
- Pour le méthane de synthèse, la question de l'approvisionnement en CO₂ doit également être bien prise en compte : CO₂ neutre ou réutilisé.

Consommation des ressources

Lors de la 2^{ème} réunion du GT « Environnement » du 27 novembre 2020, RTE a présenté des bilans matières sous forme agrégée. L'agrégation de l'ensemble des matières n'a pas de sens car cela ne prend pas en compte les enjeux spécifiques à chacune des matières (notamment la criticité). Il faudrait traiter les matières séparément.

Déchets nucléaires

La production de déchets (nucléaires comme conventionnels) n'est pas un indicateur recevable pour l'évaluation environnementale systémique : c'est un flux intermédiaire, ensuite géré de différentes manières (recyclage, incinération, décharge), eux-mêmes sources d'impacts. Une approche objective doit seulement évaluer la place des exutoires déchets dans le bilan environnemental global.

EDF invite également RTE à élargir l'approche aux autres filières afin d'avoir une vision exhaustive de la problématique des déchets, y compris déchets conventionnels.

Comme toute activité industrielle, les centrales nucléaires génèrent des déchets. Certains, issus de l'exploitation des centrales, du recyclage du combustible usé, ou de la déconstruction des centrales définitivement mises à l'arrêt, sont radioactifs.

La France maîtrise la technologie du recyclage des combustibles nucléaires et dispose d'une filière complète de gestion des déchets radioactifs. **100% des déchets radioactifs disposent de solutions opérationnelles pour leur entreposage ou leur stockage.**

Périmètre restreint au système électrique

L'analyse environnementale est restreinte au système électrique (production, stockage, réseau). Néanmoins, la décarbonation du vecteur gaz va entraîner des évolutions importantes des infrastructures gaz que ce soit pour le biométhane ou les gaz de synthèse (méthane, hydrogène), pour un volume global consommé en décroissance. Leur prise en compte est nécessaire notamment pour les mix électriques reposant sur une part significative de gaz décarboné.

Q22 – 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 ?

EDF partage les enjeux associés à l'**analyse économique des scénarios** du BP 2050 : il s'agit d'un **volet indispensable dans l'évaluation des différents scénarios étudiés.**

²⁷ Idem (p87)

De manière générale, EDF approuve la méthodologie mise en avant par RTE pour cette analyse économique, en soulignant les deux points essentiels suivants :

Une analyse économique retenant, pour critère privilégié, le coût pour la collectivité

Les travaux réalisés par RTE devant aider à éclairer la prise de décision des pouvoirs publics, il est essentiel que le point de vue adopté pour l'analyse économique soit celui de la collectivité, afin de refléter au mieux les coûts portés sur l'ensemble du système électrique. Se limiter aux coûts assumés par un seul acteur, que ce soit un consommateur ou un producteur d'électricité, introduit nécessairement des biais dans l'interprétation des résultats : cela conduit à ne pas tenir compte des coûts induits pour les autres acteurs, est fortement lié au cadre de régulation retenu et ne peut, à ce titre, représenter qu'une vision partielle de l'analyse économique des différents scénarios.

Une analyse économique soulevant les questions relatives au market design

La question d'une architecture de marché permettant aux acteurs d'engager les bons investissements suit immédiatement celle de l'analyse économique des scénarios permettant d'atteindre les objectifs de politique publique. Un éclairage particulièrement intéressant serait par exemple de montrer, comme l'avait fait l'AIE dans le WEO de 2018 (au périmètre de l'UE et à l'horizon 2030), l'écart qui apparaît entre la recette sur un marché de gros de court terme des différents moyens de production souhaitables et le coût complet desdits moyens. Cette comparaison mettra en évidence le caractère nécessaire dans la durée d'une intervention publique (mécanisme de capacité) afin que les capacités en exploitation soient suffisantes pour que la sécurité d'approvisionnement soit assurée.

Une évaluation économique cherchant à tenir compte des coûts de l'ensemble des composantes du système électrique français

L'analyse des coûts associés au système électrique, qui constitue un système assurément complexe, doit s'attacher à considérer les coûts relatifs à l'ensemble du système, que ce soit ceux associés à la production d'électricité, au transport et à la distribution... Les hypothèses sous-jacentes aux scénarios de long terme étudiés impacteront de façon différenciée la structure technique et économique de chacune de ces composantes. Il est donc essentiel de comptabiliser les coûts de l'ensemble des éléments constitutifs du système, afin de retranscrire au mieux les coûts totaux de chaque mix électrique envisagé.

Concernant le choix du taux d'actualisation à retenir pour l'analyse économique, la méthode adoptée doit permettre une comparaison technico-économique des scénarios, en privilégiant une approche socio-économique, s'affranchissant du cadre de régulation et de l'influence de la structure financière des projets d'investissements. A ce titre, l'approche à retenir est la première approche proposée par RTE : **considérer le même taux d'actualisation pour l'ensemble des technologies et dans chaque scénario de long terme est la méthode la plus adaptée.**

A ce titre, EDF recommande l'utilisation d'un taux d'actualisation de 4,5% cohérent avec celui socio-économique issue de la Commission E.Quinet (2013) sur l'évaluation de projets d'investissement public. Il se trouve par ailleurs proche du coût moyen pondéré du capital pour un projet d'investissement plongé dans un cadre institutionnel sécurisant ses recettes.