

REPONSE DE L'ADEME A LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR LE BILAN PREVISIONNEL RTE A L'HORIZON 2050

Le 10/03/2021
DEPR/DEEP/SRER

1. SYNTHÈSE DES PRINCIPALES REPONSES FAITES PAR L'ADEME :

- L'ADEME salue l'important travail réalisé par RTE, la transparence de l'exercice, et la richesse des scénarios et variantes envisagés ;
- L'ADEME estime qu'il serait plus logique que les scénarios RTE soient modélisés par défaut avec des niveaux de demande d'électricité différents, cohérents avec le paysage énergétique et sociétal dans lequel ils sont inscrits ; cela permettrait d'afficher une certaine homogénéité avec la publication prochaine de l'ADEME sur la prospective énergie-ressource ;
- L'ADEME estime très important que les scénarios soient construits pour éviter que des comparaisons économiques entre eux soient biaisées par des paramètres influant sur les coûts de façon opposée : notamment en ce qui concerne l'éclairage qu'apportera l'étude RTE sur la pertinence du déploiement d'une filière EPR, ou d'une filière éolienne offshore flottante. Sur ce sujet, si des variations sur d'autres paramètres (taux de prolongation du nucléaire historique par ex) sont réalisées en même temps, cela rendra la comparaison des coûts entre scénarios très délicate et pourrait même conduire à des conclusions erronées sur la pertinence du déploiement de telle ou telle filière.
- L'ADEME, au vu des modélisations qu'elle a réalisées, estime que les potentiels de déploiement envisagés par RTE sur l'éolien en mer sont extrêmement ambitieux.
- L'ADEME s'interroge sur le niveau de nucléaire historique encore présent en 2050 dans les scénarios de RTE (15GW), qui repose sur une prolongation du parc à 60 ans. L'ADEME recommande que des sensibilités soient réalisées sur le taux de prolongation du nucléaire historique.

2. ELEMENTS GENERAUX CONCERNANT LES HYPOTHESES DE CADRAGE :

Démographie et croissance

RTE reprend la SNBC (Insee central 2016 et croissance cadrage Commission Européenne), soit « 71 millions d'habitants en 2050, ainsi qu'une croissance soutenue de l'activité économique avec une croissance du PIB comprise entre +1,3% et +1,7% par an sur la période d'étude »

Cette hypothèse est élevée par rapport à l'AME 2021 (69,5M habitants et 1.63%/an en 2050), donc a plutôt un effet majorant sur la demande d'électricité.

L'ADEME dans son Prospective-Energie-Ressources (PER 2021) se cale sur l'AME 2021 (INSEE fécondité basse et croissance plus faible). Sur la croissance économique, une croissance potentielle de 1,3%/an est retenue sur l'ensemble de la période afin de simuler les « chocs » que représentent les scénarios de neutralité carbone sur cette base.

Changement climatique :

RTE prend en compte des scénarios de réchauffement significatif RCP4.5 et 8.5,

L'ADEME considère le RCP 4.5 seulement, dans une logique d'engagement des autres pays, mais sans atteindre de la neutralité carbone de leur part.

4 Axes de travail :

Au-delà des 4 axes retenus par RTE, la dimension territoriale n'est pas explicite, excepté sur le M1, or les scénarios, on bien des implications différentes (paysagère, systèmes énergétiques locaux, modèles économiques, coopératives locales...)

L'ADEME retient dans son projet Prospective-Energie-Ressources 2021 cinq axes structurants : économie, technologie, gouvernance, société/modes de vie et territoires.

Demande d'électricité à 2050 :

RTE projette une demande « en hausse à compter de 2030, atteignant de l'ordre de 630 TWh en 2050 contre environ 470 TWh aujourd'hui », notamment pour la production d'H2.

L'ADEME dans la PER 2021 projette à ce stade des demandes très contrastées entre scénarios de 460 à 730 à horizon 2050.

3. RETOURS PARTICULIERS AUX DIFFERENTES QUESTIONS POSEES :

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

L'ADEME est en accord avec le cadrage général de l'étude qui nous semble complet. L'analyse de variables sur chacun des scénarios nous semble une bonne approche. L'analyse de l'effet du climat, les modèles d'hypothèse sur le mix électrique européens sont pertinents.

Un traitement de la dimension territoriale (au moins régionale) pourrait le compléter notamment en considérant les objectifs aujourd'hui définis (sobriété, efficacité et renouvelables) dans les SRADDET.

Nous n'apporterons pas de commentaires détaillés à chacun de 8 scénarios, notre apport consistera à préciser et/ou compléter certains point (gisements, ressources, impacts environnementaux, analyse économique...).

Question 2 – cadrage démographique et macro-économique

Un ajustement à la baisse des hypothèses démographiques et économiques dans les futurs scénarios officiels (AME 2021) est réalisé (cf précédemment).

En outre, c'est plutôt une décélération qu'accélération de la croissance économique qui est observé historiquement depuis presque un siècle. Mais peut-être il y a intérêt à jouer pour RTE sur ce taux de croissance global, ou expliciter en tout cas les implications concrètes dans les simulations de RTE de ce taux de croissance.

Source : notamment , <https://www.futuribles.com/fr/revue/417/croissance-economique-et-productivite-un-regard-su/>

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

Ce paramètre est à prendre en compte, au moins pour considérer l'enjeu et lui donner un ordre de grandeur (TWh) mais il convient de distinguer l'industrie lourde, énergie intensive, et l'industrie manufacturière où des possibilités très différentes sont envisageables. Cependant, la plausibilité d'une relocalisation pour réduire les émissions de CO2 (Hypothèse 2) apparaît politiquement peu évidente à mettre à œuvre sans plus de détails sur cette hypothèse.

Hypothèse 1 RTE correspond plus aux logiques de spécialisation renforcée mise en œuvre dans les scénarios S3 et S4 de ADEME PER 2021.

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

De façon générale, afin de garantir une cohérence plus forte avec l'exercice de prospective mené par l'ADEME :

- Vu les hypothèses très différentes faites sur l'offre et le mix de production, les scénarios RTE correspondent à des « mondes socio-économiques différents » ; il pourrait donc être logique que le scénario de demande d'électricité soit différent d'un scénario à l'autre, comme le fait l'ADEME dans son exercice de prospective énergie-ressource, sur l'ensemble du mix énergétique.
- Sans chercher à ce que l'ADEME et RTE modélisent exactement des scénarios identiques, cela aurait l'intérêt de faciliter la communication sur nos exercices, qui seront publiés dans des calendriers assez similaires.
- L'ADEME a par ailleurs bien conscience qu'il est important que les scénarios RTE soient comparables et soient tous chiffrés avec les mêmes hypothèses de demande proches de la SNBC
- Pour concilier ces différents points de vues, RTE pourraient modéliser chacun de ses scénarios avec, par défaut, un niveau de demande différent, tout en menant les « analyses de sensibilités » sur 4 niveaux de demandes toujours identiques, et d'un ordre de grandeur cohérents avec ceux de l'ADEME.

Exemple à titre indicatif pour expliquer la logique de construction :

Niveau de la demande				
	450 TWh	550 TWh	630 TWh	730 TWh
Scénario M0	Par défaut	Analyse sensibilité	Analyse sensibilité	Analyse sensibilité
Scénario M1	Analyse sensibilité	Par défaut	Analyse sensibilité	Analyse sensibilité
....			Par défaut	

De façon plus détaillée :

Dans le résidentiel, la consommation baissera pour RTE (reprise travail ADEME RTE 2035 comme référence), et la climatisation n'aboutirait qu'à quelques 10 TWh à 2050. C'est largement le cas dans les scénarios, mais néanmoins un scénario aboutit plutôt à une stagnation de la conso (S4 de l'ordre de 125 TWh). Sur le tertiaire, une incertitude forte apparaît sur les Datacenters pour l'ADEME avec de l'ordre de quelques dizaines de TWh qui sont en jeu selon les croissances possibles des usages numérique, traitement des données... et localisation de ces Datacenters.

La consommation maximale industrielle envisagée (180 TWh à 2050). Dans aucun de ses scénarios, à ce stade, l'ADEME n'envisage de tel niveau (max 140 TWh).

Pour les transports, il nous semble à contrario que l'on peut largement dépasser sous certaines hypothèses les consommations projetées par RTE (100 TWh en 2050), l'ADEME ayant des perspectives entre 60 et 170 TWh selon les scénarios ADEME PER 2021.

Question 5 – cadrage global des 8 scénarios d'étude

Au-delà d'évaluer la faisabilité technique de différents mix électriques, l'une des principales utilisations qui sera faite des scénarios RTE sera de comparer les coûts des différents mix obtenu pour faciliter ou appuyer les prises de décisions dans de grands programmes d'investissement. C'est le cas des EPR, mais également d'un potentiel grand programme industriel que pourrait représenter l'éolien en mer par exemple. Malgré toutes les limites et incertitudes que RTE pourra mettre en avant, de telles utilisations seront faites par les acteurs ou les pouvoirs publics. **Il est donc très indispensable que les différentes options possibles puissent être comparées toutes choses égales par ailleurs.** Par exemple, les coûts complets d'un scénario avec EPR et un scénario sans EPR devront pouvoir être comparés, en réduisant au maximum les différences des autres paramètres qui pourraient induire des différences de coût : comme les facteurs de charge des EnR, ou le niveau de prolongation du nucléaire historique. Par exemple, la prolongation plus forte du nucléaire historique dans le N0 va abaisser les coûts de ce scénario présentant 29% d'EPR, alors qu'aucun autre scénario n'a le même niveau de prolongation du nucléaire historique.

Par ailleurs, l'ADEME s'interroge sur le niveau de nucléaire historique encore présent en 2050 dans les scénarios de RTE (15GW). Les modélisations réalisées par l'ADEME retenaient jusqu'à présent une vision plus mesurée du niveau de prolongation (1/3 de réacteurs non prolongés à chaque visite décennale, aboutissant à 8GW en 2050). Même s'il s'agissait d'une approche holistique (représentant indistinctement des éventuelles contraintes financières, techniques, sociales...), son impact pourrait être significatif (capacité installée réduite de moitié par rapport à RTE). L'ADEME recommande donc que des sensibilités soient réalisées sur le taux de prolongation du nucléaire historique.

De façon plus générale, les 8 scénarios nous semblent suffisamment contrastés. Les résultats devront permettre d'éclairer des choix techniques et économiques possibles en évaluant leurs impacts environnementaux et sociétaux. Les deux scénarios M0 et N0 nous semblent également utiles.

Le scénario M1 (répartition diffuse d'EnR) semble adapté aux aspirations locales et aux conflits d'usage notamment des sols mais interroge sur la possibilité d'atteindre l'objectif de 185 GW de PV en 2050.

Le scénario M2 (bouquet économique d'EnR) semble éloigné des aspirations exprimées par certaines régions et présente des risques forts d'opposition des citoyens et des territoires,

Le scénario M3 (énergies marines renforcées) méritera une analyse approfondie économique et sociologique sur les conflits d'usages de la mer et du littoral.

Le scénario M0 (100% EnR en 2050) semble le plus équilibré d'un point de vue de l'offre d'EnR.

Concernant la production d'électricité nous avons les commentaires suivants sur l'éolien à vous soumettre.

Concernant l'éolien en mer :

Un travail interne à l'ADEME a été réalisé dans le cadre de l'étude Trajectoires 2050.

La méthodologie a consisté en l'exploitation des données de l'outil cartographique des zones soumises à la concertation du CEREMA et en prenant comme contraintes les zones situées entre 10 et 60 km hors NATURA 2000. Un jeu d'hypothèses a été retenu pour l'élaboration des scénarios portant notamment sur le type d'éoliennes installable (de 12 à 20 MW), sur la taille des zones soumises à appel d'offres (tranches de 1 à 4 GW), la densité d'éoliennes sur les surfaces, la part des zones occupées par d'autres types d'activités, ...

Le potentiel retenu a été scindé en une partie posée (profondeur 0 – 50 m) et une partie flottante (profondeur : 50 – 200 m).

3 scénarios (en GW) ont été élaborés prenant compte de la vitesse de développement des projets.

	Posé	Flottant	TOTAL
Scénario 1	10	13	23
Scénario 2	11	16	26
Scénario 3	13	22	35

Ils aboutissent à une capacité installée (projets mis en service) en 2050 qui s'établit entre 23 et 35 GW. Ces chiffres sont donc bien inférieurs aux projections du RTE situées entre 25 à 66 GW. Les chiffres de RTE présupposent donc levée d'un nombre important de contraintes actuelles.

Le développement de l'éolien posé est peu dépendant des scénarios. En revanche, le développement de l'éolien flottant (au-delà de 2030) dépend de la vitesse de développement des projets.

Nous nous tenons à la disposition du RTE pour échanger sur ces projections.

Concernant l'éolien terrestre :

Nous félicitons RTE de proposer des scénarios de développement de l'éolien terrestre par région ce qui constitue un exercice assez risqué tant les contraintes de l'éolien terrestre et la problématique du renouvellement des parcs éoliens compliquent énormément les projections à des horizons aussi lointains.

Nous voudrions comprendre la méthodologie de calcul des capacités régionales pour chaque scénario (type d'éoliennes, surfaces occupées, contraintes prises en compte, ...). Les chiffres projetés sont en effet très sensibles au scénario considéré (du simple au double) ce qui a des conséquences importantes sur les territoires (environnement, paysages, ...).

Quelles sont les hypothèses sur l'acceptabilité des projets pour chaque scénario ? En particulier, est ce que le RTE a tenu compte de l'acceptabilité actuelle de l'éolien terrestre sur les territoires ? Quelles hypothèses ont été retenues pour traiter le renouvellement des parcs ? Quelle a été l'association d'ENEDIS dans l'élaboration de ces scénarios ?

Concernant la production d'électricité nous avons les commentaires suivants sur le PV à vous soumettre sur l'analyse des scénario M1 et M2. Ces remarques concernent également le scénario M0 basé sur du décentralisé.

Pour rappel nous avons aujourd'hui : 10 GW installé et 7 GW en attente de raccordement avec un rythme d'environ 1 GW/an actuellement.

Commentaires concernant le scénario M1 :

Avec une hypothèse de répartition sol-toiture avec incitation pour du développement en toiture : 50 / 50 :

- 70 000 à 92 500 ha mobilisés au sol (en comparaison, la forêt regagne chaque année 82 000 ha en France , <https://www.planetoscope.com/forets/1362-croissance-de-la-foret-en-france.html>) : 92,5 GW
- 23 000 à 30 000 ha mobilisés sur toiture : 92,5 GW.

Le gisement toiture est estimé par l'ADEME à 364 GW (<https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>). L'estimation semble s'appuyer sur un rendement de seulement 15%. Même en considérant des pertes, l'objectif de 92,5 GW semble être atteignable, sous réserve d'une forte incitation. L'enjeu du fort développement sur les toitures rejoint la rénovation des toitures existantes, et le respect des règles de la Construction (résistance, étanchéité, durabilité).

Avec une hypothèse répartition sol-toiture sans incitation forte pour toiture : 70 / 30

- 100 000 à 130 000 ha au sol : 130 GW
- 14 000 à 18 000 ha toiture : 55 GW

Nota : rapporté au ratio de la période faste du tarif d'achat élevé (2006/2013), le rythme était de l'ordre de 50 000 installations par an en maison individuelle (350 000 installations en 7 ans), pour des puissances de 3 kWc. En prévision des installations à réaliser pour atteindre les 55 GW de toiture, il faudrait doubler ce rythme sur les 30 ans à venir, en comptabilisant en moyenne :

- 100 000 installations/an x 6 kWc x 30 ans = 18 GW en Maisons individuelles ;
- 15 000 installations/an x 65 kWc x 30 ans = 29,25 GW en Entreprises (y compris tertiaire) ;
- 1 500 installations/an x 200 kWc x 30 ans = 9 GW en Commerces (y compris grande distribution qui compte 12 000 hyper-supermarchés actuellement).

L'enjeu du fort développement sur les toitures rejoint la rénovation des toitures existantes, et le respect des règles de la Construction (résistance, étanchéité, durabilité). Dans le cas précédent avec 92,5 GW de capacité installée en toiture : il faudrait à peu près doubler le rythme indiqué ci-dessus.

Points forts du scénario M1 :

- Électricité décentralisée, avec moins de pertes dans les réseaux et probablement moins d'investissement réseau ;
- Potentiel de retombées économiques important : potentiel de dvp de filière PV intégré au bâti, là où il y a le plus de création de valeur et de création d'emplois locaux.

Points faibles du scénario M1 :

- Surface au sol mobilisée importante, surtout s'il n'y a pas de cadrage par l'état sur la répartition sol-toiture ;
- Installation de 170 GW en 30 ans soit 6 GW par an ce qui correspond à un rythme d'installation très important. Cela nécessitera un travail pour raccourcir les démarches administratives et de bâtir un compromis sur les territoires pour assurer un déploiement vertueux et dynamique.

Commentaires concernant le scénario M2 :

Avec un choix économique et une répartition sol/toiture : 70 / 30.

- 47 000 à 63 000 ha mobilisés au sol 90 GW PV,
- 7 000 à 9 000 ha mobilisés en toiture

Le rythme d'environ 2,5 GW par an est plus facilement atteignable, néanmoins :

- Cela suppose le développement de grandes centrales au sol dans les régions du sud, où le foncier est très contraint et les enjeux environnementaux et paysagers importants. Par ailleurs, les départements avec le nombre le plus faible de friches sont dans le sud dans notre dernière étude sur l'identification des friches propices au développement du photovoltaïque (ex : 06);
- Cela va créer des points de congestion sur réseau et des pertes en ligne ;
- Cela augmente le risque de rejet citoyen en cas de concentration forte de grandes centrales au sol. Des résistances aux très grands projets PV commencent à apparaître.

Conclusions sur les commentaires concernant le PV:

Les scénarios privilégiés par l'ADEME sont MO ou M1 en faisant le travail nécessaire pour cadrer une répartition sol/toiture favorable aux toitures, et pour accélérer le raccordement réseau.

Il existe encore aujourd'hui beaucoup d'inconnues sur l'impact environnemental de grandes centrales au sol. Un déploiement massif, concentré et mal ciblé de ce type d'installation pourrait représenter un risque important par rapport à l'atteinte de l'objectif de zéro perte nette de biodiversité, et au niveau sociétal (rejet citoyen et risque de recours).

Nous aurons plus de visibilité sur ces sujets dans les années à venir. L'ADEME finance et participe à plusieurs travaux sur les questions environnementales (agri PV, PV flottant, impacts biodiv, sols et paysages...) et travaille de concert avec l'OFB pour développer la connaissance et les bonnes pratiques de développement et de construction. Nous espérons pouvoir communiquer sur les enjeux et les bonnes pratiques rapidement.

La répartition sur l'ensemble du territoire y compris les toitures permettrait d'augmenter l'appropriation sociale des projets tout en permettant de limiter les problématiques de transports et de congestions des réseaux, tout en permettant de gérer plus efficacement les impacts environnementaux.

A noter que les risques d'approvisionnement mentionnés par rapport aux matières premières apparaissent surévalués (aucun des éléments présents dans les panneaux silicium ne présente réellement un risque).

Un travail sur la planification du déploiement (cadastre solaire, gestion des friches à l'échelle nationale, réflexion sur les problématiques de continuité écologique, trame verte et bleue...) sera de plus en plus crucial à mesure que le déploiement s'effectuera.

Question 14 – répartition géographique des moyens de production

Un traitement des objectifs aujourd'hui définis dans les SRADDET pourra être utile.

Question 20 – cadrage de l'analyse sociétale

En premier lieu, **il faut noter que le terme acceptabilité semble connoté et peut-être à éviter.**

« Cette notion traduit en réalité une approche technicienne et une vision descendante de la transition. C'est l'idée que l'on conçoit d'abord une technologie ou un instrument de politique publique et que seulement ensuite on s'interroge sur la manière dont les gens vont ou non accepter cette technologie ou cet instrument. Dans ce raisonnement, tout se passe comme si ces innovations étaient conçues dans des espaces autonomes, dépourvus de dimension sociale. » selon Sophie DUBUISSON-QUELLIER, sociologie, membre du HCC et présidente du CS de l'ADEME.

Voir la dernière lettre Recherche et l'itw de la présidence du CS de l'ADEME : <https://www.ademe.fr/ademe-recherche>

Le terme d'appropriation sociale devrait être privilégié car il paraît plus juste, moins connoté « top-down », et rester ouvert à la possibilité pour le corps social de s'engager dans la transition énergétique et écologique en investissant pleinement et en prônant socialement le concept de sobriété, en agissant de manière flexible dans ses usages et/ou en investissant financièrement et socialement dans le développement des infrastructures énergétiques qui peuvent être très, ou très peu centralisées. En effet, tous les sujets actuellement ciblés, soit « acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité » relèvent en fait du concept d'appropriation sociale qui détermine un engagement plus ou moins important dans la transition écologique et écologique. C'est pourquoi chaque scénario devrait être caractérisé au moins qualitativement (par un indicateur positionné sur les valeurs faible, moyen ou fort) du niveau d'appropriation sociale nécessaire à la réalisation du scénario. Par exemple, cet indicateur positionné à fort, indiquerait nécessairement le besoin de mise en place de politique publique forte (promotion, portage politique, sensibilisation, formation, etc.) visant à accompagner les changements de comportement cohérents avec la réalisation du scénario concerné. Par exemple, on peut imaginer que le scénario M0 (mais avec un volet EnR diffuse important, en cohérence avec un scénario ou la mobilisation territoriale et sociale devrait être maximisée) nécessiterait un niveau d'appropriation sociale fort pour sa réalisation, et le scénario N3 un niveau d'appropriation sociale faible puisqu'il correspond à peu près au point d'atterrissage 2035 en terme de répartition des capacités de production (EnR vs. Nucléaire), de niveau d'appropriation de la sobriété et de mobilisation des flexibilités.

En second lieu, **il faut noter une certaine incohérence entre une demande d'électricité assez haute définie par la SNBC (630 TWh) et certaines hypothèses fondatrices de certains des 8 scénarios.** En effet, comment concilier conceptuellement :

- Sobriété et une consommation brute d'électricité déjà à 630 TWh en 2050 ? ;
- Sobriété et déploiement à grande échelle de technologies (jusqu'à 50% du mix) qui convertissent au maximum 30% d'une énergie primaire non renouvelable en énergie finale ? ;
- Sobriété et N3 qui est un scénario de croissance très rapide de construction d'installation des réacteurs de troisième génération qui fait plus que compenser les fermetures des réacteurs construits dans les années 1980 et 1990. Ce rythme de construction ne semble pas correspondre à une approche cohérente avec la sobriété ?.

Quelques remarques et suggestions supplémentaires :

- **La dimension territoriale n'est peut-être pas suffisamment explicite dans cette entrée « sociétale ».** Ainsi seuls le scénario M1 assume une dimension territoriale explicite, alors que tous les scénarios ont des implications sous-jacentes en termes de rapport aux territoires ;
- **Dans cette entrée « sociétale », le portage politique des différentes sources d'énergie bien que déterminant majeur de l'appropriation sociale n'est pas évoqué.** Comme le bilan prévisionnel 2050 s'adresse aussi aux décideurs publics, niveaux national, régional ou même local, celui-ci devrait évoquer en introduction que tous les scénarios envisagés reposent sur un portage politique très fort du développement des EnR et/ou du nucléaire, et des changements de comportements (appropriation sociale) associés à leur réalisation ;
- **Le scénario M0 devrait plutôt être un mix de M1, M2 et M3, en privilégiant les hypothèses de M1 (EnR répartition diffuse sur le territoire),** plutôt que des seuls M2 et M3 car une sortie du nucléaire accélérée devrait nécessairement mieux associer les territoires et les populations, avec un portage politique fort de la politique énergétique, et donc privilégier plutôt une répartition diffuse des EnR, que les hypothèses sous-jacentes aux scénarios M1 et M2 qui reposent plus sur une approche centralisée top-down qui aujourd'hui présente de plus en plus une appropriation sociétale difficile quelles que soient les technologies considérées.

Question 21 – cadrage de l'analyse environnementale

Cette grille est partiellement adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios. Plusieurs points sont à prendre en compte pour améliorer la grille d'analyse et mieux rendre compte des enjeux environnementaux des scénarios :

1. Tout d'abord, un point de vigilance en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre : **seuls les résultats dans des rapports publiquement disponibles, en provenance d'ACV produits selon la norme ISO 14044 et pour des installations construites en France devraient être utilisés dans le cadre du bilan prévisionnel 2050.** En effet :
 - a. La disponibilité publique du rapport d'ACV et de la totalité des données d'inventaires utilisées pour réaliser les ACV est seule garante de la fiabilité des estimations des émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie ;
 - b. La norme ISO 14044 est la seule qui permette de réellement fiabiliser les résultats produits en rendant obligatoire une revue critique dont les résultats sont publics ;
 - c. Les ACV des installations construites à l'international présentent des résultats qui ne sont pas représentatifs des centrales construites en France. Si de telles données étaient utilisés, le bilan prévisionnel devrait le mentionner très explicitement, et en souligner les limites ;
2. **Pour être complète « L'analyse de consommations des ressources (métaux, béton, etc.) nécessaires aux infrastructures du système électrique et à la production d'énergie. », devrait nécessairement intégrer :**
 - a. La production **des trajectoires des consommations d'énergie primaire non renouvelables** (combustibles fossiles et fissiles) exprimées en unités adéquates (TWh, et masses/volumes correspondant), ainsi que **le total d'énergie primaire non renouvelable consommé entre 2020 et 2060 dans chaque scénario ;**
 - b. **Les consommations des ressources (métaux, béton, etc.) pour approvisionner la France en énergies primaires non renouvelable devraient aussi intégrer toutes les ressources minérales mobilisées à l'étranger pour réaliser l'approvisionnement de chaque scénario.** En effet, pour les énergies primaires renouvelables mobilisées sur le territoire national, il n'est pas nécessaire

de mobiliser des ressources minérales à l'étranger pour cet approvisionnement. A défaut de réaliser cette évaluation, il faudra être très clair et indiquer spécifiquement dans le bilan prévisionnel 2050 que l'évaluation des ressources mobilisées à l'international nécessaires pour approvisionner le système électrique en combustibles fossiles et fissiles n'a pas été réalisée ;

3. Par ailleurs, **la liste exhaustive des ressources prises en compte devrait être fournie** (au-delà de métaux, béton, etc.), **ainsi que les raisons ayant motivé la sélection de ces ressources**. Tel que mentionné ci-haut la liste devrait inclure les combustibles fossiles et fissiles utilisés durant la trajectoire. Il serait tout aussi nécessaire de préciser pour chaque ressource prise en compte :
 - a. Son caractère recyclable ;
 - b. Son taux de recyclage effectif actuel en France.
4. **A minima, le bilan prévisionnel devrait présenter la consommations des ressources selon les 5 grandes catégories internationalement reconnues et standardisées suivantes¹ : Métaux, Minéraux non métalliques, Combustibles fossiles, Biomasse, et Eau.**
5. **En ce qui concerne l'évaluation de l'emprise territoriale et le changement d'affectation des terres, il convient d'être très prudent sur :**

- a. **La définition de l'emprise territoriale :**

En effet, l'étude ADEME/Deloitte² (2020) d'« Etat de l'art des impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols et les paysages, et des moyens d'évaluation de ces impacts » a permis d'établir après une revue de la littérature très exhaustive (page 16) qu'« **il n'a pas été identifié, dans le cadre de l'analyse bibliographique, de publications fournissant des ordres de grandeur faisant consensus concernant les emprises nécessaires pour plusieurs types d'EnR.** ». Par ailleurs, il est aussi précisé (page 19) la conclusion suivante sur l'emprise au sol : « **Quelques publications générales fournissent des estimations d'emprise au sol nécessaire par unité de puissance installée. Cependant, les caractéristiques très différentes des EnR et des installations de production d'énergie conventionnelle engendrent des variabilités fortes en termes d'impacts possibles, qui rendent les comparaisons très délicates. A noter que des disparités au niveau des définitions, en particulier pour l'impact sur les sols, ont été observées, rendant les comparaisons d'autant plus sensibles et difficiles.** ». Tout ceci doit nécessairement conduire à une vigilance accrue en ce qui concerne les conclusions qui pourraient être tirées d'une évaluation de l'emprise territoriale pour laquelle il ne semble pas exister aujourd'hui dans la littérature scientifique de méthodologies de référence généralement acceptées pour réaliser les calculs dans les cas des EnR et des énergies conventionnelles. Exemple de questions au sujet de la définition de l'emprise territoriale :

1. Si on considère la surface entre les éoliennes ou les panneaux photovoltaïques comme constituant de « l'emprise territoriale », pourquoi l'on ne devrait pas considérer la surface entre les réacteurs nucléaires ou les turbines à gaz dispersées sur le territoire comme constituant de « l'emprise territoriale » ? ;
2. Est-ce que la surface entre deux (ou x) parcs éoliens ou centrales photovoltaïques doit être intégrée au calcul de « l'emprise territoriale » ? ;

¹ Voir définition à : <https://www.resourcepanel.org/reports/global-resources-outlook>

² Disponible à : <https://www.ademe.fr/etat-lart-impacts-energies-renouvelables-biodiversite-sols-paysages-moyens-devaluation-impacts>. Page 16 et 19 du rapport « Synthèse du rapport d'analyse et de comparaison des impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols et les paysages - directs et indirects sur l'ensemble de leur cycle de vie ».

3. Pourquoi déterminer à priori « l’emprise territoriale » à partir de la surface entre les équipements unitaires de production (éoliennes, panneaux, réacteurs, turbines à gaz, etc.) ;
 4. Comment on calcule « l’emprise territoriale » du photovoltaïque sur bâtiments, ou sur les infrastructures de mobilité ?
- b. **Le périmètre à prendre en compte dans la notion d’emprise territoriale** : Comme dans le cas des émissions de gaz à effet de serre et empreinte carbone, si tant est qu’une méthodologie fiable et reconnue soit trouvée pour évaluer et comparer les emprises territoriales à l’échelle nationale, il devient alors impératif de présenter les résultats pour l’emprise territoriale et **l’empreinte territoriale**. En effet, comme mentionné précédemment dans le contexte de l’évaluation de la consommation des ressources, **l’approvisionnement en combustibles fossiles et fissiles de chaque scénario génère une « emprise territoriale » dans les pays fournisseurs de ces ressources**. Cette emprise territoriale à l’international n’existe pas pour les énergies primaires renouvelables disponibles sur le territoire national. **S’il y a calcul d’emprise territoriale, alors il faut impérativement calculer aussi l’empreinte territoriale qui permettra de mieux tenir compte de l’externalisation à l’international de l’emprise territoriale découlant de l’utilisation des sources d’énergies primaires non renouvelables.**
- c. **La définition du changement d’affectation des terres**. Quelques exemples qui montrent bien la difficulté d’évaluer le changement d’affectation des terres dans le cas des EnR :
- i. L’éolien terrestre induit-il un changement d’affectation des terres, alors que les activités agricoles continuent à être réalisées comme avant entre les éoliennes ? ;
 - ii. Les chemins d’accès aux éoliennes ou à la centrale photovoltaïque doivent-ils être considérés comme contribuant au changement d’affectation des terres lorsque ces chemins permettent aussi d’accéder aux terrains agricoles ou forestiers en vue d’une exploitation agricole ou forestière ? ;
 - iii. L’éolien maritime induit-il un changement d’affectation des « terres », lorsque de nouvelles formes de pêche sont autorisées au sein des parcs ? ;
 - iv. Le photovoltaïque au sol installés sur friches industrielles, sites pollués ou dégradés, infrastructures de mobilités (stationnements, gares, etc.), etc. induit-il un changement un changement d’affectation des terres ? ;
 - v. Le photovoltaïque sur bâtiment induit-il un changement d’affectation des terres ? ;
 - vi. L’agrivoltaïsme en plein développement aujourd’hui induit-il un changement d’affectation des terres, alors que des activités agricoles se poursuivent sous les panneaux et que ceux-ci permettent une adaptation aux changements climatiques ? ;
6. **Pour pallier aux difficultés de calculer « l’emprise territoriale » sur la base d’une définition non ambiguë, précise et partagée, nous proposons plutôt de calculer les deux indicateurs suivants :**
- i. **La surface imperméabilisée** par les infrastructures énergétiques (production, transport, distribution, gestion du réseau). En effet, l’imperméabilisation des sols constitue l’une des formes les plus graves de l’artificialisation. Dans ce contexte, est considéré comme imperméabilisé un sol recouvert ou incluant une couche de matériau empêchant l’infiltration de l’eau dans le sous-sol. Les surfaces de pleine terre ne sont pas considérées comme imperméabilisées ;

7. **La surface artificialisée** en considérant comme artificialisé un sol (et plus généralement un habitat tel que défini dans le domaine de l'écologie) dont l'occupation ou l'usage affectent durablement sa qualité, c'est-à-dire tout ou partie de ses fonctions écologiques et des services écosystémiques rendus. La gravité des conséquences de l'artificialisation d'un sol dépend de la gravité de l'atteinte de sa qualité, ainsi que de la disposition dans le paysage (densité et répartition) des terres artificialisées. **Sur les déchets nucléaires**, au-delà d'un simple volume et de la caractérisation de ces volumes en fonction de leur niveau d'activité, **il semble incontournable** :
- a. **D'évaluer si la solution CIGEO est suffisante** pour accueillir les déchets produits entre 2020, et la fin de vie des centrales dans tous les scénarios ;
 - b. **D'intégrer pleinement les coûts associés à des développements supplémentaires** qui seraient à envisager en cas de production future nucléaire avec nouveaux réacteurs.
 - c. De prendre en compte les impacts des différents scénarios sur l'usine de retraitement de la Hague.

Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la modélisation et la quantification des analyses selon la méthodologie présentée au sein du groupe de travail, en particulier sur les plans de la biodiversité, des ressources naturelles, et de la santé humaine ?

En ce qui concerne la biodiversité, il semble incontournable d'associer l'OFB aux travaux sur le bilan prévisionnel 2050, pour déterminer les indicateurs les plus appropriés, ainsi que les conclusions générales en matière d'impacts sur la biodiversité de chaque scénario.

Question 22 – cadrage et hypothèses pour l'analyse économique

Deux remarques préliminaires sur l'analyse économique :

1. **L'analyse économique des différents scénarios se trouve incomplète si les économies d'importation de combustibles fossiles et fissiles dues à la croissance (ou la stagnation/décroissance) des EnR sur chaque trajectoire ne sont pas évaluées**, et mises en perspective des « coûts système » complets évalués. L'intérêt de cette évaluation étant que ces économies d'importation permettent de stimuler l'activité économique en France, tout en économisant l'importation d'énergies primaires non renouvelables. Début 2021, l'ADEME réalise une étude pour évaluer ces économies sur les périodes 2000-2020 et 2020-2028. Sur la base méthodologique développée dans cette étude, il faudrait à priori compléter l'analyse sur la période 2020-2060 pour chacun des six scénarios envisagés ;
2. **L'analyse économique des différents scénarios se trouve incomplète si les taux d'indépendance électrique moyens de chaque trajectoire ne sont pas évalués**. Ce taux d'indépendance électrique calculés comme le ratio (Consommation brute d'électricité/Energie primaire mobilisée) permet de capturer la résilience du système électrique aux risques géopolitiques sur l'approvisionnement en énergie primaire. En effet, dans le cas français, l'énergie primaire renouvelable est disponible sur le territoire national, tandis que les énergies primaires non renouvelables sont importées à quasiment 100%³, cet indicateur nécessairement compris entre 0 et 1, se trouve être systématiquement plus élevé pour les scénarios qui présentent la résilience la plus élevée aux importations d'énergie primaire non renouvelable. C'est un fait important dans le porter à connaissance et sa prise en compte par les décideurs publics.

³ Exception faite du gaz naturel dont nous produisons environ 3% de nos besoins sur le territoire national.

En matière de coûts :

1. **La brochure Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France 2020⁴** peut-être proposée comme référence des coûts incluant des projections sur la trajectoire 2020-2050⁵ ;
2. **Les coûts du stockage d'hydrogène en cavité saline susceptible de permettre le stockage inter saisonnier ne sont pas présentés.** C'est le seul élément de la chaîne manquant puisque les coûts de production de l'hydrogène sont présentés (100 €/MWhPCI (environ 3 €/kgH₂)), ainsi que ceux des CCG et TAC hydrogène. Par ailleurs quel est l'horizon temporel des coûts de production de l'hydrogène pris en compte ? Une évolution à d'autres horizons est-elle prévue ? ;
3. Attention, **certaines publications⁶ font ressortir que les coûts d'importation d'hydrogène vert tenant compte de leur transport seraient à terme plus faibles que les coûts projetés de production d'hydrogène par électrolyse en Europe.** Il y aurait donc lieu d'étudier des variantes sur les coûts de production de l'hydrogène, et l'importation d'électro-combustibles pour notamment apporter de la flexibilité au réseau.

Enfin, vous trouverez ci-dessous une **comparaison entre les hypothèses économiques retenues dans l'exercice BP 2050 et celles retenues dans l'exercice ADEME.**

Les hypothèses sur les CAPEX sont assez proches concernant le PV sur les grandes toitures, le PV au sol et l'éolien terrestre. Néanmoins, l'ADEME suppose des baisses de coûts plus importantes pour le PV et RTE suppose des baisses de coûts plus importantes pour l'éolien terrestre.

Les hypothèses sur les CAPEX sont plus contrastées sur l'éolien offshore qu'il s'agisse du posé ou du flottant. L'ADEME retient des hypothèses sur l'évolution des CAPEX moins ambitieuses que celles de RTE.

⁴ Voir : <https://www.ademe.fr/couts-energies-renouvelables-recuperation-france>

⁵ Des coûts sur la trajectoire 2015-2050 par pas de temps de 5 ans sont aussi disponibles dans l'annexe B page 68 de [https://www.powerfuels.org/fileadmin/powerfuels.org/Dokumente/Global Alliance Powerfuels Study Powerfuels in a Renewable Energy World.pdf](https://www.powerfuels.org/fileadmin/powerfuels.org/Dokumente/Global_Alliance_Powerfuels_Study_Powerfuels_in_a_Renewable_Energy_World.pdf)

⁶ Voir : https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf,
[https://www.powerfuels.org/fileadmin/powerfuels.org/Dokumente/Global Alliance Powerfuels Study Powerfuels in a Renewable Energy World.pdf](https://www.powerfuels.org/fileadmin/powerfuels.org/Dokumente/Global_Alliance_Powerfuels_Study_Powerfuels_in_a_Renewable_Energy_World.pdf) ou [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA Green hydrogen cost 2020.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)