

Consultation publique RTE sur le Bilan prévisionnel 2023-2035

Réponse de l'UFE

Table des matières

PARTIE 1 : ENJEUX	3
QUESTION 1.1 – ENJEUX DE L’ETUDE.....	3
QUESTION 1.2 – NIVEAU DE RISQUE ET DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME	3
PARTIE 3 : SCENARIOS DE MIX PRODUCTION – CONSOMMATION	4
QUESTION 3.1 -SCENARIOS ET VARIANTES.....	4
PARTIE 4 : HYPOTHESE POUR LES PERSPECTIVES DE DEMANDE	5
QUESTION 4.1 FACTEURS DE CROISSANCE DE LA CONSOMMATION NATIONALE D’ELECTRICITE	5
QUESTION 4.3 – ÉVOLUTION GENERALE DE LA CONSOMMATION NATIONALE D’ELECTRICITE	6
QUESTION 4.4 – SORTIE DES ENERGIES FOSSILES DANS LES LOGEMENTS	6
QUESTION 4.5 – RENOVATION, SOBRIETE ET EFFICACITE ENERGETIQUE DANS LES LOGEMENTS INDIVIDUELS	8
QUESTION 4.6 – DEVELOPPEMENT DE L’ELECTRICITE POUR LE CHAUFFAGE DANS LES SURFACES DU SECTEUR TERTIAIRE.....	9
QUESTION 4.8 – RENOVATION, SOBRIETE ET EFFICACITE ENERGETIQUE DANS LES SURFACES TERTIAIRES ..	9
QUESTION 4.11 – ÉLECTRIFICATION DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS.....	10
QUESTION 4.12 – MODALITES DE DEPLACEMENT ET MESURES DE SOBRIETE	11
QUESTION 4.14 – EFFACEMENTS DE CONSOMMATION	12
QUESTION 4.15 – PILOTAGE DE LA RECHARGE DES VEHICULES ELECTRIQUES	15
PARTIE 5 : HYPOTHESES D’OFFRE	16
QUESTION 5.1 – CADRAGE GENERAL SUR LES ENERGIES RENOUVELABLES.....	16
QUESTION 5.2 – HYDRAULIQUE	17
QUESTION 5.3 - SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	18
QUESTION 5.4 – ÉOLIEN TERRESTRE	19
QUESTION 5.5 – ÉOLIEN EN MER	20
QUESTION 5.15 – STOCKAGE STATIONNAIRE PAR BATTERIES.....	21
PARTIE 6 : HYPOTHESES SUR LES INTERCONNEXIONS ET LES SYSTEMES EUROPEENS . .	24
QUESTION 6.1 – INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIERES	24
QUESTION 6.3 – PRISE EN COMPTE DE L’INTERCONNEXION.....	25

Partie 1 : enjeux

Question 1.1 – Enjeux de l'étude

Planification de l'évolution de la production d'électricité bas-carbone pour accompagner la transition du système énergétique

L'UFE partage les enseignements des *Futurs énergétiques 2050*, rappelés ici par RTE, mettant en évidence l'intérêt de **maximiser la production d'électricité bas-carbone à moyen terme pour permettre l'accélération de la décarbonation**.

En complément d'efforts significatifs de **sobriété** et **d'efficacité énergétique**, toutes les énergies décarbonées, **le nucléaire comme l'ensemble des énergies renouvelables**, seront ainsi nécessaires pour atteindre la neutralité carbone grâce à l'électrification massive des usages, augmentant la part de l'électricité dans le mix énergétique. L'UFE rappelle à cet égard que l'opposition entre nucléaire et énergies renouvelables relève d'un débat obsolète et qui n'est pas à la hauteur des enjeux auxquels la France et l'Europe doivent faire face pour répondre à l'urgence climatique.

La planification de cette évolution de la production d'électricité bas-carbone est un enjeu majeur, partagé par l'UFE. L'UFE souligne l'intérêt de développer rapidement les énergies renouvelables et les technologies bas carbone disponibles d'ici 2030 et 2035.

Cela contribue à la fois à l'accélération de la décarbonation et aussi à la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

Redéfinition du niveau de risque cible en matière de sécurité d'approvisionnement et des solutions de flexibilité permettant d'y répondre

L'UFE partage pleinement le constat dressé par RTE de **fortes incertitudes auxquelles le système électrique est soumis**, aussi bien côté offre que demande électrique. Dans un tel contexte, le Bilan Prévisionnel 2023 jouera un rôle important pour établir un **diagnostic précis sur la sécurité d'approvisionnement pour les prochains hivers et les leviers qui peuvent permettre de limiter le risque de coupures d'électricité**.

Question 1.2 – Niveau de risque et dimensionnement du système

L'UFE souhaite que le BP de RTE soit l'occasion d'étudier l'évolution du paysage de défaillance avec un point d'arrêt sur les échéances 2030 et 2035 afin d'illustrer la résilience du système à des stress-tests.

L'évaluation du niveau de risque à considérer pour dimensionner le système électrique est complexe étant donné l'étendue des potentiels causes de risques :

- Disponibilité et poursuite d'exploitation des centrales nucléaires existantes,
- Retard sur les capacités mises en services des filières EnR,
- Effet de la réindustrialisation et de l'électrification,
- Retard sur la rénovation énergétique,
- Retard sur les travaux de raccordement (réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité)
- Retard sur les travaux d'adaptation du réseau et de raccordement des clients (réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité)
- Retard sur le développement des interconnexions ou incertitudes sur les capacités d'imports en provenance des pays tiers

Les leviers de résilience existent mais doivent être anticipés dès la prochaine PPE, ceci afin qu'ils soient disponibles si nécessaire en fonction des aléas rencontrés. Le bilan prévisionnel pourra lister les leviers de résilience disponibles, que ce soit :

- au niveau de la production - exemples : accélération du développement des EnR pour augmenter les marges / développement de moyens de production pilotables décarbonés
- au niveau des flexibilités - exemple : développement du stockage,
- au niveau de la consommation - exemples : développement du pilotage structurel de la demande et de de l'effacement ; mise en œuvre de mesures de sobriété structurelle.

Enfin, l'UFE salue l'**initiative de RTE, dans le cadre de l'évolution d'ECOWatt, d'informer des périodes les plus propices pour certains usages en fonction de la disponibilité bas-carbone** : c'est une première étape afin d'inciter à un fonctionnement des usages au meilleur moment pour la décarbonation et le fonctionnement optimisé du système électrique.

Partie 3 : scénarios de mix production – consommation

Question 3.1 -Scénarios et variantes

Partagez-vous l'approche proposée pour les scénarios de mix, avec l'étude de trois scénarios principaux : i) accélération de la décarbonation réussie, ii) atteinte partielle des objectifs et iii) « mondialisation contrariée » ? Si non, que proposez-vous ?

Quelles variantes souhaiteriez-vous voir étudiées en priorité dans le prochain Bilan prévisionnel ?

L'UFE partage l'intérêt d'une approche par scénario au regard des fortes incertitudes actuelles qui doivent être couvertes pour envisager la résilience du système électrique dans un contexte de transition énergétique.

Le dispositif d'étude est cohérent, avec le recours à deux cadres macroéconomiques, afin de mettre en lumière les conditions de réussite de la transition énergétique dans le scénario « favorable » ou partiellement favorable, et les conséquences à anticiper en identifiant les efforts supplémentaires à mettre en œuvre dans le cas d'une « mondialisation contrariée » dans le second cas.

La présentation du scénario B (scénario partiellement favorable) comme étant le « *plus probable au regard de l'expérience des dernières années en matière de respect des objectifs publics* » interroge. **Il conviendra de préciser ce qui est attendu par ce scénario, afin que ses conclusions ne soient pas considérées comme un scénario de référence à mettre en œuvre. Une première loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables est désormais en vigueur depuis le 11 mars 2023 et pourrait permettre d'atteindre nos objectifs, contrairement à ce qui a été observé ces dernières années.**

Par ailleurs, l'UFE suggère à RTE de renforcer les variantes autour de ce scénario B « **atteinte partielle des objectifs** » de sorte à couvrir le champ des possibles, qui nécessiterait des visions plus contrastées, tout en restant cohérentes et crédibles.

Hypothèses d'entrées associées aux scénarios et identification des données de sortie

Il est ensuite difficile à ce stade de se prononcer sur les hypothèses des scénarios dans leur globalité et sur les variantes associées, étant donné que celles-ci ne semblent pas encore

définies :

- Le document de synthèse (page 12) présente les plages d'hypothèses à l'horizon 2030 pour les scénarios i) et ii) confondus, sans les préciser et les projeter à l'horizon 2035.
- Les parties 4) et 5) du document complet présente les cônes d'offre et de demande, à l'horizon 2035, mais sans différencier les scénarios / variantes.
- Les plages de valeurs des variables des variantes ne sont pas explicitées dans le tableau page 20 du document complet.

Dans le choix des hypothèses des scénarios, il faudra naturellement veiller à ne pas figer toutes les conditions les plus favorables dans le cas « réussite », et toutes les conditions les plus défavorables dans le cas « non-atteinte », avec par exemple pour y remédier une variante « Rôle des EnR dans le cas d'un scénario accélération réussi dans une mondialisation contrariée avec une disponibilité basse du Nucléaire existant ».

Il conviendrait de bien préciser les valeurs qui sont des inconnues mais qui sont déterminées, (ex. l'incertitude sur la disponibilité du parc nucléaire existant), et les valeurs qui reste « à déterminer » mais que la PPE se devra de mettre en œuvre pour couvrir la demande et respecter la SFEC en fonction des scénarios (ex. rythme EnR).

Variante « Mix électrique décarboné à l'horizon 2035 »

Nous proposons que le Bilan Prévisionnel étudie et documente les conditions qui permettront de s'affranchir d'énergie fossile tout en garantissant le respect du critère de sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2035.

Impact du changement climatique dès l'horizon 2030-2035 dans le fonctionnement du système électrique.

Les « Futurs énergétiques 2050 » concluait que **la transformation du système électrique devait intégrer dès à présent les conséquences probables du changement climatique, notamment sur les ressources en eau ou les vagues de chaleur** (déjà toutes deux constatés cet été), or nous ne retrouvons plus cet aspect dans le cadrage du BP à l'horizon 2035 (excepté dans la partie hydraulique).

Le dernier rapport du GIEC précise que le réchauffement climatique causé par l'activité humaine atteindra 1,5°C par rapport à l'ère préindustrielle dès les années 2030-2035, et le réchauffement qui s'en suivra jusqu'en 2050 doit être anticipé dans nos choix dès aujourd'hui.

Les « Futurs énergétiques 2050 » estimaient que celui-ci pouvait conduire à des baisses de production du parc nucléaire pouvant atteindre ponctuellement jusqu'à 6 GW, toutes choses égales par ailleurs, et des évolutions mineures de la production éolienne et solaire liées au changement climatique étaient identifiées. **Ces sensibilités doivent être prises en compte dans l'étude du bilan prévisionnel 2035 qui guidera des choix d'investissements qui perdureront au-delà et illustrera l'intérêt en vue de mise en œuvre de leviers (réglementaires, organisationnels ou technologiques) pour minimiser ces impacts.**

Partie 4 : Hypothèse pour les perspectives de demande

Question 4.1 Facteurs de croissance de la consommation nationale d'électricité

Partagez-vous la nécessité de réévaluer à la hausse les trajectoires de consommation à l'horizon 2030-2035, par rapport aux Futurs énergétiques 2050, pour tenir compte des nouveaux objectifs climatiques et de réindustrialisation ?

Quelle borne haute d'évolution de la consommation vous semble réaliste et à intégrer dans les études pour le prochain Bilan prévisionnel ?

Pensez-vous qu'une atteinte partielle des objectifs climatiques d'une part (scénario B) et d'un cadre macroéconomique de « mondialisation contrariée » d'autre part (scénario C) serait de nature à ralentir la hausse de la consommation liée à l'électrification et à la réindustrialisation (en lien avec un ralentissement de l'activité économique, une baisse des revenus disponibles...)? Si oui, dans quelle ampleur et pour quels secteurs en particulier ?

Sans vision claire sur le narratif du scénario A sur ces aspects multi énergétiques il est difficile de se positionner sur la demande électrique -et a fortiori sur sa borne haute- surtout dans des secteurs où il y a concurrence d'usages. **Par ailleurs, l'UFE interroge la crédibilité du chiffre de 550 TWh évoqué pour 2030. Nous sommes ainsi favorables à viser 530-540 TWh en 2030 dans le scénario A pour plus de crédibilité, niveau qui permet de plus l'atteinte des objectifs européens.**

Question 4.3 – Évolution générale de la consommation nationale d'électricité

Que pensez-vous de ce bouquet de trajectoires de consommation envisageables pour le prochain Bilan prévisionnel ? Considèreriez-vous pertinent d'inscrire les trajectoires de consommation « hautes » dans le cadre macroéconomique favorable (entre 530 et 550 TWh) ? Selon vous, quel type de trajectoire de consommation doit être associé au scénario « mondialisation contrariée » : plus basse pour tenir compte de la plus faible activité économique et de la difficulté à financer certains investissements dans l'électrification, ou au même niveau, voire plus haute que dans la trajectoire de référence pour favoriser la relocalisation et la sortie rapide des énergies fossiles ?

Sur la base des conclusions des Futurs énergétiques 2050, **l'UFE considère pertinent de considérer des trajectoires de consommation « hautes » dans le cadre macroéconomique favorable pour atteindre des objectifs de réduction des émissions.** Cette trajectoire de consommation se situe entre la trajectoire de référence et la trajectoire de réindustrialisation.

Comme le décrivait RTE à l'occasion d'une réunion de la CPSR, la consommation pourrait être considérée à la fois comme une hypothèse d'entrée et comme une donnée de sortie. Le Bilan prévisionnel pourrait donc conclure en fonction des scénarios, sur ce qu'aurait dû être le niveau de consommation de tel ou tel scénario (en comparaison de la valeur de consommation en entrée de la simulation), pour atteindre son propre but.

Question 4.4 – Sortie des énergies fossiles dans les logements

Pour atteindre les objectifs climatiques, les pouvoirs publics envisagent de favoriser le remplacement des chaudières au gaz, dans l'habitat individuel, par des pompes à chaleur électriques, des pompes à chaleur hybrides, des solutions de géothermie ou des réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables ou de récupération. RTE envisage d'étudier des trajectoires comprises entre 7,5 et 10 millions de foyers équipés de pompes à chaleur en 2035, voire en anticipation. Partagez-vous cette approche ? Quelles variantes souhaitez-vous étudier de manière plus spécifique (répartition entre les types de pompes à chaleur, valeur du COP, modalités de déploiement dans les logements existants, recours plus important au chauffage Joule dans un contexte macroéconomique dégradé...)?

L'UFE soutient l'objectif des pouvoirs publics de sortir le plus rapidement possible des énergies fossiles dans les logements, en s'appuyant très majoritairement sur l'électricité, la biomasse et les réseaux de chaleur vertueux. Un renforcement des mesures réglementaires paraît cependant nécessaire, en particulier pour accélérer le remplacement des chaudières fioul anciennes et récemment installées qui pourraient toujours subsister à horizon 2035.

Les pompes à chaleur, qui concilient performance énergétique technique et climatique, font quant à elles l'objet d'un développement accru dans l'étude de l'UFE démontrant qu'il est réalisable d'atteindre les objectifs climatiques en combinant nombre réaliste de rénovations et déploiement des solutions électriques performantes¹.

L'UFE partage donc en ce sens l'approche visant à étudier des trajectoires ambitieuses pour le remplacement de solutions existantes, ces trajectoires devant cependant tenir compte de la capacité de production des industriels et de la disponibilité des installateurs. Pour rappel, le précédent scénario de RTE prévoyait *a minima* 6,5 millions de PAC dans le secteur résidentiel d'ici 2035 pour être aligné avec les objectifs de la SNBC². Or, depuis la publication de ce scénario en décembre 2020, l'Union européenne a fait part de sa volonté d'accroître sa trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre au travers des objectifs du paquet FitFor55 et RePowerEU. Le déploiement des pompes à chaleur devant donc s'accélérer, **l'étude de trajectoires comprises entre 7,5 et 10 millions de foyers équipés de pompes à chaleur en 2035 paraît tout à fait cohérent.** L'atteinte de ces nouvelles cibles européennes ambitieuses demande un accompagnement de la part des pouvoirs publics en termes de mesures réglementaires et/ou incitatives et d'accompagnement technique de la filière sur l'ensemble de la chaîne (fabricants, BET, installateurs, exploitants...) pour asseoir son développement.

Par ailleurs, comme le souligne l'UFE dans son rapport sur le rôle des solutions électriques performantes dans le bâtiment³, plusieurs types de pompes à chaleur existent selon le type de bâtiment à considérer et seront donc à répartir le plus finement possible au travers de l'exercice de modélisation :

- Les PAC air/air sont surtout intéressantes en remplacement de chauffages électriques existants. Cette solution est adaptée sur tous les segments de la construction neuve : résidentiel et tertiaire, maisons individuelles comme logements collectifs.
- Les PAC air/eau, moins coûteuses que la solution géothermique, peuvent facilement être mise en place dans un logement équipé d'un chauffage central, quel que soit le combustible utilisé et ce tout en préservant le circuit d'eau chaude du bâtiment . Ce type de pompe à chaleur permet aussi d'élever efficacement la température de l'eau préalablement chauffée par la source principale du réseau.
- Les PAC géothermiques, lorsqu'il y a la possibilité de réaliser des forages, disposent du rendement le plus élevé mais dont le coût d'investissement est le plus important. Les PAC géothermiques sur réseau pour la production de froid sont une alternative performante aux climatiseurs individuels.
- Les PAC hybrides, dédiées au parc existant de maisons individuelles présentant des contraintes techniques importantes, notamment chauffées au fioul dans des bâtiments mal isolés, ainsi qu'aux chaufferies collectives où elles contribuent à la transition vers des systèmes énergétiques bas carbone. Ce peut être une solution possible dans le neuf pour des bâtiments avec une chaufferie collective dans les cas particuliers où l'installation d'une PAC sur boucle d'eau n'est pas optimale, et sous réserve de respecter les seuils d'émission de gaz à effet de serre prévus par la réglementation RE2020.

¹ <https://ufe-electricite.fr/la-filiere-electrique-publie-son-etude-lelectricite-au-coeur-du-batiment-performant-au-service-de-lusager-une-reponse-aux-enjeux-energetique-climatique-et-numerique/>

² RTE & Ademe, « Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ? », Scénario A-SNBC 1, décembre 2020.

³ <https://ufe-electricite.fr/des-batiments-ecologiques-et-confortables-le-role-des-solutions-electriques-performantes-2/>

S'agissant des performances des pompes à chaleur, l'UFE suggère de reprendre les valeurs des SCOP minimaux réglementaires permettant une mise sur le marché des différents types de PAC (PAC air/air 3,8 ; PAC air/eau ou eau/eau à basse température 3,1 ; PAC air/eau ou eau/eau à haute température 2,8)⁴ et de considérer les évolutions attendues de l'AFPAC d'ici 2035. Le SCOP traduit les performances énergétiques saisonnières en mode chaud (SCOP) et en mode froid (EER).

Enfin, l'UFE rappelle que la très grande majorité des PAC aérothermiques actuellement en vente sur le marché français peut fonctionner sans difficulté à des températures extérieures très froides jusqu'à -15 °C/-20 °C dans le respect de la Directive ECODESIGN. Ainsi, à -7 °C, les COP mesurés sont supérieurs à 1,5 et les pompes à chaleur les plus performantes atteignent un coefficient de performance de l'ordre de 3. Quelques valeurs de COP à -10 °C à -15 °C indiquent des performances de l'ordre de 2 ou 2,5 et ce pour des températures qui restent relativement exceptionnelles en France⁵.

Question 4.5 – Rénovation, sobriété et efficacité énergétique dans les logements individuels

Dans le scénario le plus ambitieux, RTE retient une hypothèse de rénovation des logements au rythme de 750 000 par an en moyenne sur la période 2023-2035, avec une augmentation progressive par rapport à aujourd'hui. Cela porterait le nombre de logements rénovés à près de 6 millions d'ici à 2030 (respectivement près de 10 millions d'ici à 2035). Dans cette hypothèse centrale, il s'agit de rénovations du bâti efficaces, représentant un gain unitaire moyen de l'ordre de 55-60% sur la période. Partagez-vous cette approche ? Cette hypothèse sur le nombre de rénovations vous apparaît-elle atteignable au cours des prochaines années et à quelles conditions ? Quelles trajectoires alternatives vous semblent devoir être étudiées ?

Considérant la forte incertitude portant sur cette hypothèse structurante du nombre annuel de rénovations, **l'UFE suggère de considérer une trajectoire de rénovation plus crédible qui reposerait sur un nombre de rénovations moins élevé mais dans laquelle les objectifs climatiques seraient atteints grâce à un transfert massif des logements chauffés aux énergies fossiles vers l'ensemble des énergies bas-carbone, principalement l'électricité.** Cette trajectoire est détaillée dans l'étude de la filière électrique publiée en 2020⁶.

Concernant les changements structurels de modes de vie, lesquels vous semblent adaptés dans le secteur résidentiel ? (Exemple : réduction de la surface par habitant, requalification, limitation de la consommation résidentielle d'eau chaude et des autres usages résidentiels, moindre taux d'équipement en climatisation, recours à des logements vacants ou des résidences secondaires au lieu de construction neuve, etc.)

L'UFE souligne la nécessité de mobiliser des solutions d'adaptation, en particulier pour faire face aux risques de vagues de chaleur. La nouvelle réglementation pour la construction des bâtiments neufs entrée en vigueur récemment a introduit la prise en compte des enjeux de confort en toutes saisons lors de la conception des bâtiments mais cet aspect est encore trop peu pris en compte lors du dimensionnement de travaux de rénovation. Pour s'adapter à l'accroissement des périodes de canicule, le GIEC recommande en premier lieu de s'appuyer sur les solutions écosystémiques et naturelles qui concernent l'environnement du bâtiment comme la végétalisation, la mise en place de points d'eau ou la limitation de

⁴ Directive ECODESIGN, SCOP minimaux en 2020 calculés dans des conditions normalisées correspondant au climat de Strasbourg avec une période de froid marquée.

⁵ Eurovent Certita Certification

⁶ <https://ufe-electricite.fr/la-filiere-electrique-publie-son-etude-lelectricite-au-coeur-du-batiment-performant-au-service-de-lusager-une-reponse-aux-enjeux-energetique-climatique-et-numerique/>

l'imperméabilisation des sols. Puis viennent les solutions passives relatives à l'optimisation de l'orientation du bâtiment, des surfaces vitrées et de la circulation d'air, l'installation de brises soleil, l'utilisation de matériaux à fort albédo, etc. **Enfin, des solutions technologiques existent et peuvent être développées comme les réseaux urbains de froid renouvelables et les PAC réversibles (géothermiques comme aérothermiques). Associées à un comportement sobre en énergie (température de consigne maîtrisée et bonne gestion des ouvrants) ces technologies limitent la prolifération de climatiseurs mobiles peu performants.**

Les progrès techniques effectués s'agissant de l'impact climatique des fluides frigorigènes des PAC air/air associés au caractère faiblement carboné du mix électrique français en fait une solution à faible impact climatique, aussi bien pour produire de la chaleur que du froid, qu'il convient de promouvoir. Les réseaux de froid permettent quant à eux de lutter contre la chaleur en ville en climatisant un grand nombre de bâtiments simultanément.

Dès lors, au regard de la tendance actuelle ainsi que de la multiplication des vagues de chaleur attendue dans les décennies à venir, la baisse du taux d'équipement en climatisation paraît peu crédible pour l'UFE.

Question 4.6 – Développement de l'électricité pour le chauffage dans les surfaces du secteur tertiaire

Pour atteindre les objectifs climatiques, les pouvoirs publics envisagent de favoriser le remplacement des chaudières au gaz, dans les surfaces tertiaires, par des pompes à chaleur électriques, des solutions de géothermie ou des réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables ou de récupération. RTE envisage d'étudier des trajectoires d'augmentation des surfaces tertiaires chauffées par des pompes à chaleur comprises entre 300 et 350 millions de mètres carrés à l'horizon 2035. Partagez-vous cette approche ? Quelles variantes souhaitez-vous étudier de manière plus spécifique ? (répartition entre les types de pompes à chaleur, valeur du COP, modalités de déploiement dans les bâtiments existants). Détaillez les modalités spécifiques à étudier en fonction du type de surfaces tertiaires (bureaux, enseignement, hôpitaux, grandes surfaces, etc.).

De même que pour le secteur résidentiel, l'UFE considère qu'une trajectoire de rénovation crédible et qui permettrait d'atteindre les objectifs climatiques reposerait sur une surface tertiaire rénovée moins élevée que dans la trajectoire de la SNBC, mais comportant un transfert massif des logements chauffés aux énergies fossiles vers l'ensemble des énergies bas-carbone, principalement l'électricité. Cette trajectoire est détaillée dans l'étude de la filière électrique publiée en 2020⁷.

Question 4.8 – Rénovation, sobriété et efficacité énergétique dans les surfaces tertiaires

RTE retient une hypothèse centrale de rénovation des surfaces tertiaires au rythme de 2,5% du parc par an. Cela porterait la part des surfaces tertiaires rénovées à 18% entre 2023 et 2030 (respectivement 30% en 2035), pour des gains d'efficacité estimés de l'ordre de 30% en 2030 et de 35% en 2035 sur le chauffage et la climatisation. Partagez-vous cette approche ? Selon vous, à quelles conditions l'objectif de -40% de consommation des bâtiments de superficie supérieure à 1000m² du décret tertiaire peut-il être atteint ? Comment, devrait-il se répartir entre les différents usages au-delà du chauffage ?

⁷ <https://ufe-electricite.fr/la-filiere-electrique-publie-son-etude-lelectricite-au-coeur-du-batiment-performant-au-service-de-lusager-une-reponse-aux-enjeux-energetique-climatique-et-numerique/>

La mise en œuvre opérationnelle du dispositif Eco Energie Tertiaire n'a été que récemment mis en place : les assujettis ont tout juste déclaré leurs premières consommations d'énergie sur la plateforme OPERAT, ceci afin de déterminer leurs cibles individuelles pour 2030. Une nouvelle phase commence désormais durant laquelle il est nécessaire de concrétiser le plus vite possible des travaux de rénovation. **Sans mesures incitatives (y compris les sanctions financières) et accompagnement complémentaire, l'UFE considère ainsi comme ambitieux l'atteinte du jalon de -40 % en 2030, c'est-à-dire en 7 ans seulement.** L'UFE suggère ainsi de mettre en place un fonds d'amorçage pour le décret Eco Energie Tertiaire pour les bâtiments qui s'engagent dès aujourd'hui et jusqu'à 2025 à atteindre l'objectif 2030 du décret, avec une enveloppe dédiée. Ce fonds pourrait par exemple permettre de compenser les écarts générés entre les économies d'énergie d'un contrat de performance énergétique (CPE) et les investissements de départ pour garantir un taux de retour sur investissement de 10 ans.

De plus, les émissions de GES des bâtiments concernés par le décret ne sont pour l'heure qu'indiquées à titre informatif dans la plateforme OPERAT. Il conviendrait d'en faire une composante complémentaire du dispositif du décret tertiaire, à l'instar des évolutions apportées au DPE des logements qui évalue désormais la performance selon les deux critères énergie et carbone. **L'UFE recommande ainsi d'envisager une hypothèse ou les cibles d'économies d'énergie finale indiquées dans le décret Eco Energie Tertiaire seraient complétées par des objectifs de réduction des émissions de GES.**

Enfin, le décret tertiaire concerne aujourd'hui uniquement les bâtiments de surface supérieure à 1 000 m², soit 68 % du parc (548 Mm²). Il reste donc un tiers du parc à traiter. **L'UFE considère en ce sens qu'un renforcement des mesures d'aides à la rénovation est nécessaire**, par exemple via la mise en place de « MaPrimeRénov' Tertiaire » qui garantirait un reste à charge attractif pour remplacer les énergies fossiles utilisées par un vecteur bas-carbone, ou bien via la mise en place d'AMI avec une prise en charge des travaux à hauteur de 90 %.

Question 4.11 – Electrification dans le secteur des transports

Concernant les voitures particulières : RTE retient comme hypothèse centrale un parc de 7,5 millions de véhicules électriques en 2030 (dont 1,6 million d'hybrides rechargeables), 16 millions en 2035 (dont 1,7 million d'hybrides rechargeables), en cohérence avec l'interdiction du moteur thermique en 2035 adoptée à l'échelle européenne. Le parc de véhicules utilitaires légers électriques atteint 1 million en 2030 et 1,5 million en 2035. RTE entend étudier des variantes portant sur la taille des batteries, la consommation kilométrique des véhicules et leur durée de vie. Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ? Indiquez les jalons et prérequis logistiques à une telle transformation dans le secteur automobile.

L'UFE est favorable aux hypothèses proposées par RTE.

Concernant les autobus et autocars : l'électrification des modes de transport en commun routiers a également été revue à la hausse, en cohérence avec les ambitions publiques de décarbonation du secteur. RTE retient comme hypothèse centrale 12 milliers d'autobus et 4,5 milliers d'autocars électriques en 2030, puis 20 milliers d'autobus (42% du parc) et 11 milliers d'autocars électriques (15% du parc) en 2035. Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ?

L'UFE est alignée avec les hypothèses proposées par RTE.

Concernant les poids lourds : le débat a évolué depuis l'élaboration des Futurs énergétiques 2050 et conduit à modifier les trajectoires en faveur d'une électrification accrue, sur la base

des retours des constructeurs. RTE retient comme hypothèse centrale un parc de 90 milliers de poids lourds électriques en 2030, 180 milliers en 2035 (31% du parc), en cohérence avec les débats les plus récents au niveau européen. La répartition entre petits et gros camions serait une électrification plus rapide des camions locaux de poids total en charge de 19 t ou moins, à hauteur de 30 milliers en 2030 et 60 milliers en 2035 (45% du parc), contre 60 et 120 milliers (26% du parc) pour les autres segments (camions rigides >19t et tracteurs routiers). RTE entend étudier des variantes sur une électrification plus rapide des tracteurs routiers et sur la diffusion des poids lourds à hydrogène (4 milliers en 2030 et 19 milliers en 2035 dans l'hypothèse centrale). Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ?

L'UFE considère qu'il est important de prévoir une électrification plus rapide de véhicules lourds à batterie car les constructeurs ont choisi la voie d'électrification. A titre d'exemple, les constructeurs comptent proposer une gamme variée de camions électriques à batterie pour tous les usages du transport routier de marchandises avant 2025. Le coût total d'usage des camions électriques urbains grâce aux aides à l'acquisition pourrait être égal à celui de diesel en 2025 et en 2030 pour les camions longue distance.

Concernant le transport ferroviaire : ce secteur représente aujourd'hui une part modale de 12% des kilomètres passagers, que les ambitions publiques visent à augmenter. RTE retient comme hypothèse centrale 13,5% en 2030 et 14,2% en 2035 pour ce segment. S'agissant du transport de marchandises, RTE entend étudier des trajectoires de part modale en forte hausse pour intégrer les annonces gouvernementales récentes sur la volonté de doubler la part du fret ferroviaire à l'horizon 2030 (qui s'établit aujourd'hui autour de 10%). Etes-vous d'accord avec ces propositions ? L'objectif de doublement de la part du fret ferroviaire vous semble-t-il atteignable et si oui à quelles conditions ? Sinon que proposeriez-vous ?

L'UFE propose de retenir une hypothèse moins ambitieuse même si le transfert du fret routier vers le ferroviaire est souhaitable. Nous considérons que les hypothèses proposées constituent déjà une rupture forte par rapport aux tendances observées des dernières années. L'objectif très haut de report modal risque de ne pas être atteint à cause des obstacles multiples : investissements élevés, difficulté de mise en place d'un transport multimodal, en lien avec l'étalement des industries et des entreprises sur le territoire, contraintes d'exploitation, interactions avec le transport de voyageurs.

Concernant le transport aérien : RTE propose de ne pas considérer de développement majeur de l'électrification des avions mais d'intégrer un développement relativement limité des carburants de synthèse pour le transport aérien à l'horizon 2030-2035 (avec de l'ordre de 4 TWh d'e-SAF en 2035, 5% des besoins en carburant à cet horizon). Etes-vous d'accord avec ces propositions ?

L'UFE est d'accord avec la volonté d'intégrer une quantité limitée de carburants de synthèses à l'horizon 2030-2035. En effet, la décarbonation du transport aérien, coûteuse et non mature techniquement présente des incertitudes importantes à cet horizon. Des freins restent à lever pour mener à bien les décisions d'investissement dans l'hydrogène : absence de cadre réglementaire clair et manque de visibilité sur les prix de l'électricité à long-terme, ce qui retarde la mise en œuvre des projets de production de carburants de synthèse. Enfin, le coût élevé des e-SAF, quatre à six fois celui des carburants fossiles, suppose un soutien durable et donc un contexte économique favorable.

Question 4.12 – Modalités de déplacement et mesures de sobriété

Concernant les parts modales : RTE avait proposé dans les Futurs énergétiques 2050 une réduction de la part modale de la voiture individuelle d'environ 79% des distances parcourues en 2019 à 73% en 2035 et une hausse du remplissage moyen des véhicules particuliers de

1,62 en 2019 à 1,66 en 2035. Partagez-vous ces hypothèses ? Souhaitez-vous voir étudiées d'autres trajectoires ? Le cas échéant, veuillez indiquer les hypothèses détaillées de report modal qui vous sembleraient pertinentes.

L'UFE propose d'étudier une variante plus conservatrice concernant les parts modales.

Concernant l'utilisation des véhicules particuliers : RTE avait retenu 14 000 km parcourus par an pour les véhicules 100% électriques (niveau proche des distances parcourues par les véhicules thermiques neufs et supérieur à un véhicule thermique moyen d'aujourd'hui) dans ses études précédentes. Etes-vous d'accord avec une telle hypothèse, et sinon que proposez-vous ?

Concernant les actions permettant de réduire de manière structurelle les déplacements : dans le scénario « sobriété » des Futurs énergétiques 2050, RTE avait intégré des perspectives d'urbanisme et d'aménagement du territoire visant à limiter les déplacements (développement du concept de ville du quart d'heure, limitation de la périurbanisation...). Pensez-vous que ce type d'évolution structurelle de l'organisation de la ville et de l'aménagement du territoire doit être intégré dans les trajectoires du Bilan prévisionnel ? Selon vous, quels seraient les leviers prioritaires à privilégier et quelles politiques publiques permettraient de les activer ?

L'UFE partage les propositions de RTE sur l'utilisation des véhicules particuliers et les actions permettant de réduire les déplacements.

Question 4.14 – Effacements de consommation

Au cours de l'hiver 2022-2023, la baisse de la consommation d'électricité a eu pour conséquence une diminution de la capacité d'effacement. Considérez-vous que cette diminution puisse être pérenne ? Comment proposez-vous d'intégrer pour les prochaines années (2023-2026), cette nouvelle situation résultant de la crise énergétique ?

L'UFE estime qu'il encore trop tôt pour tirer tous les enseignements des mesures prises sur l'hiver 2022-2023 tout juste achevé de telle sorte que les incertitudes sur les volumes d'effacement à court terme demeurent importantes.

- D'un côté, le ralentissement des activités économiques ainsi que les actions de sobriété peuvent activer les mêmes leviers que l'effacement et pourraient donc limiter les gisements potentiels sur les prochains hivers⁸,
- De l'autre, **la volonté des pouvoirs publics d'accélérer la sortie des énergies fossiles**, via le développement des leviers de flexibilité de la demande, **offre un cadre favorable au développement de nouvelles offres d'effacement qui pourraient valoriser les gisements suivants** :
 - Dans un contexte de réindustrialisation de la France et d'électrification en cours des procédés industriels, le gisement de l'effacement industriel devrait plutôt tendre vers une augmentation.
 - Dans le secteur du bâtiment, les capacités sont en croissance et représentent un gisement technique important sous-exploité.

Aux horizons 2030 et 2035, RTE envisage d'étudier un spectre large de trajectoires de développement des effacements de consommation, allant de 3,7 à 16 GW. Cette proposition vous semble-t-elle pertinente ? Quel niveau de rémunération – de l'énergie effacée comme de la capacité – vous semble-t-il nécessaire pour mobiliser les différents gisements d'effacements

⁸ Par exemple, un logement ayant réduit sa température interne à 19°C comme température de base, sera moins apte à accepter un effacement de consommation qui ferait baisser sa température intérieure à 18°C ou 17°C par exemple lors d'un effacement à la pointe du soir ou du matin. Les leviers physiques activés pour permettre une baisse de la consommation continue (sobriété) ou ponctuelle (effacement) doivent ainsi être considérés ensemble afin de ne pas être comptés en double.

qui constituent ces volumes ?

Trajectoire de développement :

A moyen terme (2030-2035), les ambitions affichées pour la rénovation des logements couplées avec l'utilisation de technologies électriques de chauffage performantes⁹ pourraient favoriser un gisement d'effacement « chauffage » compatible avec la sobriété et le confort (effacement profitant de l'inertie thermique du bâti pouvant aller jusqu'à 1 à 2h).

Outre le chauffage électrique (radiateurs et pompes à chaleur), d'autres technologies seront pilotables à terme pour réduire et effacer les consommations en fonction de la demande et des congestions du système électrique : les batteries des véhicules électriques, les batteries couplées à la production d'énergie photovoltaïque, les ballons d'eau chaude et les électrolyseurs, ainsi que les process industriels électrifiés dans le cadre de la politique de décarbonation et de relocalisation de l'industrie, . **Ces nouvelles capacités pourront s'intégrer progressivement dans les *Virtual Power Plant***, participer aux mécanismes de réserve primaire et secondaire et répondre aux signaux d'effacement activés par RTE.

La borne basse de la trajectoire à 3,7 GW est cohérente avec les gisements actuels qui doivent encore être fiabilisés pour démontrer qu'ils sont bien disponibles en totalité lorsque le système électrique le requiert. **La borne haute de 16 GW paraît excessive** d'autant qu'il est mentionné dans le document de cadrage que les véhicules électriques et l'hydrogène sont exclus de cette estimation d'effacements de consommation (cf note de bas de page 17, p.42). Dans l'hypothèse d'une croissance de la demande d'électricité, il apparaît cohérent d'envisager une croissance des capacités d'effacement dont l'ampleur reste toutefois à évaluer. A ce titre, **une actualisation de l'étude de l'Ademe, qui avait évalué en 2017 les potentiels d'effacement dans le tertiaire et l'industrie en France, devrait être lancée sans tarder**, et complétée du secteur résidentiel.

Niveau de rémunération :

L'UFE soutient **une poursuite des politiques publiques en faveur du développement des flexibilités** sous réserve qu'elles soient décarbonées et respectent les principes suivants :

- **neutralité technologique** entre les différentes filières de flexibilité et de production de pointe (les capacités d'effacements ne doivent pas être rémunérées au-delà du prix de l'activation d'autres moyens de pointe en ayant pris en compte le coût du carbone).
- **d'optimum économique pour la collectivité.**

Le retour d'expérience montre que le plafond de l'Appel d'Offres effacement fixé à **60€/kW/an ne suffit pas à faire émerger de nouvelles capacités d'effacement dans les proportions souhaitées par les pouvoirs publics. Une meilleure rémunération de l'effacement** est nécessaire pour déployer un modèle économique pour les acteurs de l'effacement (agrégateurs et fournisseurs), et rendre financièrement attractif et pérenne le dispositif pour les consommateurs tout en respectant les deux principes de neutralité technologiques et d'optimum économique mentionnés plus haut.

L'UFE rappelle par ailleurs la nécessité de différencier « potentiel d'effacement » et « capacité effectivement disponible » à un instant donné. En particulier, **le soutien accordé aux effacements doit être conditionné à une activation effective des capacités lors des périodes de tension offre-demande.**

Aux mêmes horizons, vous semble-t-il nécessaire d'étudier l'opportunité de coupler

⁹ [Des bâtiments écologiques et confortables : le rôle des solutions électriques performantes - Union Française de l'Electricité \(ufe-electricite.fr\)](https://www.ufe-electricite.fr/)

l'électrification de certains usages, d'une part, et la faculté de procéder à des modulations de charge pour ces usages nouvellement électrifiés, d'autre part ?

L'UFE partage la nécessité de coupler l'électrification de certains usages et leur modulation dans le respect du confort d'utilisation des clients. **A ce titre, l'UFE rappelle que le soutien aux effacements** (lissage dynamique de la courbe de demande répondant à des situations de forte tension du système), **doit se faire en cohérence et en complément d'un lissage structurel de la courbe de demande** via un encouragement à placer les consommations sur les plages prédéfinies d'heures creuses.

Gisements dans l'électro-mobilité :

L'UFE soutient fermement le pilotage de la recharge tarifaire (sur les heures creuses) des véhicules électriques pour éviter des appels de puissance inopportuns causés par une recharge « naturelle ».

Pour l'UFE, il est par ailleurs nécessaire d'étudier l'opportunité du couplage de l'autoconsommation avec la recharge des véhicules électriques du fait de leur contribution potentielle aux effacements du réseau. L'alimentation de la batterie des véhicules électriques par l'énergie photovoltaïque permettra d'effacer la recharge des véhicules électriques lors de pics de consommation.

Gisements dans le secteur des bâtiments :

Il semble nécessaire d'anticiper le plus possible en amont la modulation de l'ensemble des nouveaux usages, en particulier pour les secteurs résidentiel et tertiaire moins présent dans les effacements que l'industrie. Au-delà de la modulation d'usage comme l'éclairage, le pilotage pour la modulation et l'effacement des équipements énergétiques constituent une solution efficace pour apporter un bénéfice au système électrique en cas de tension sur le réseau.

Les Pompes à Chaleur (PAC), au-delà de leur performance énergétique et environnementale, sont ainsi des **équipements pilotables et possèdent de plus en plus de fonctions**¹⁰ permettant de répondre à des besoins de flexibilité au réseau électrique. Elles peuvent s'effacer et moduler aisément leur puissance, avec ou sans stockage thermique associé. **Les résultats obtenus dans le cadre de projets collaboratifs ont permis, par ailleurs, de montrer un maintien global d'un confort acceptable, à consommation énergétique équivalente, dans le cas d'un pilotage de pompe à chaleur air-eau par effacement entre 1 et 2 h.**

Il existe plusieurs autres outils adaptés aux deux typologies de bâtiments (résidentiel et tertiaire) qui peuvent contribuer à juguler les pointes journalières hivernales notamment les systèmes de pilotage et d'effacement installés sur les radiateurs électriques, les systèmes de chauffage à appoint bois, et enfin dans certains logements à boucle à eau chaude, les pompes à chaleur hybrides qui contribuent à ajuster la charge sur le réseau électrique aux moments opportuns.

En particulier, **le pilotage et l'effacement des radiateurs électriques constituent une solution pour réduire les pointes de consommation tout en apportant une baisse tangible de la facture des consommateurs** (le chauffage électrique représente environ 20 GW de l'appel de puissance lors des journées froides d'hiver¹¹). La souscription de ce service

¹⁰ La plupart des technologies de pompes à chaleur disposent d'un contact sec (voir 2 correspondants à 4 états de fonctionnement pour le standard SG Ready) qui peut être asservi à un signal réseau. Les fonctions de connectivité peuvent permettre d'agir, en plus, sur leur fonctionnement à distance.

¹¹ RTE, "Futurs énergétiques 2050", figure 3.35, page 136¹² ADEME

peu coûteux pourrait permettre jusqu'à 15 d'économie d'énergie¹².

Une obligation de l'installation de ces systèmes sur les solutions de chauffage par convecteur permettrait une accélération de leur généralisation. Deux possibilités sont ainsi envisageables : soit, lorsque l'installation d'une PAC air/air n'est pas optimale, remplacer le radiateur par un radiateur plus performant et pilotable (label NF électricité performance trois étoiles-cœur), ou installer un boîtier de pilotage d'effacement dont le coût et l'installation sont susceptibles d'être couverts par les appels d'offres liés aux effacements, ce qui permet d'en rendre la mise en place financièrement indolore pour le consommateur.

Ainsi, dans l'attente d'une rénovation complète des logements qui pourrait prendre des décennies, l'ajout de solutions de pilotage pour atténuer au plus tôt les appels de puissance des radiateurs est **peu coûteuse et n'interfère pas avec les démarches de rénovation globale** (par ailleurs réalisables en parallèle).

Le soutien public au déploiement de ces solutions de pilotage fait en ce sens partie des mesures de sobriété que propose l'UFE depuis plusieurs mois. Il serait ainsi nécessaire d'évaluer les coûts-bénéfices pour la collectivité dans son ensemble de la valeur de la flexibilité de l'ensemble des solutions techniques exposées ci-dessus.

Gisements dans le secteur de l'industrie :

Enfin, l'électrification des procédés de production de chaleur dans l'industrie devrait être également une source de flexibilité non négligeable pour le système électrique. Conditionner les aides publiques à l'électrification à une mise à disposition de ces flexibilités sur les marchés (réserves, mécanisme d'ajustement) devrait être examiné.

En conclusion, les systèmes de pilotage et d'effacement sont indispensables pour **moduler ces nouveaux usages électrifiés** et permettre leur participation aux effacements du réseau électrique.

En France, le développement des effacements constitue un objectif spécifique de politique énergétique et fait l'objet d'une politique publique dédiée. A la lumière de la situation actuelle, vous semble-t-il nécessaire de préserver cette spécificité des effacements par rapport aux autres types de flexibilité ?

La consommation des secteurs résidentiel et tertiaire participe activement aux pointes de consommation. Dans cette optique, il semble essentiel **de maintenir ce levier majeur de maîtrise des pics de consommation lors des périodes hivernales**. Compte tenu de l'indisponibilité de capacités de production constatée lors de l'hiver 2022/2023, du souhait de renforcer la souveraineté énergétique de la France, et des objectifs de décarbonation français, le maintien d'une politique durable dédiée aux développements des effacements est un enjeu majeur.

Question 4.15 – Pilotage de la recharge des véhicules électriques

RTE envisage de retenir comme hypothèse principale un développement du pilotage de la recharge obéissant au scénario « flexibilité prudente » des Futurs énergétiques 2050, et de procéder ensuite par variantes pour quantifier la nécessité ou l'intérêt de modes de pilotage plus ou moins poussés selon les scénarios. Partagez-vous cette approche ?

L'UFE considère qu'il est important de prendre en compte un scénario plus ambitieux de la flexibilité afin de voir quelles sont les perspectives pour le réseau électrique avec un recours au pilotage de la recharge tarifaire et un possible développement de la V2X. Ainsi, l'UFE

¹² ADEME

propose de retenir le scénario « flexibilité médiane » pour voir les variations possibles du développement du pilotage de la recharge.

Si RTE souhaite maintenir le scénario « flexibilité prudente », l'UFE donc propose de le comparer avec le scénario « flexibilité haute ». Ceci permettra de comparer les valeurs entre le pilotage de la recharge modéré et plus ambitieux.

Disposez-vous d'éléments permettant de documenter le taux de pilotage tarifaire et de projeter son développement futur ? Quels modes de pilotage des véhicules électriques vous semblent crédibles et dans quelles proportions se matérialiseraient-ils dans le cadre d'une massification de l'utilisation du véhicule électrique ?

Le pilotage de la charge des véhicules électriques permet un déplacement des consommations d'énergie. Il en résultera une **contribution massive à la maîtrise des pics de consommation**, notamment lors des pointes hivernales, et aux objectifs publics de développement des effacements adoptés par les pouvoirs publics. Compte tenu des perspectives de développement de la mobilité électrique, la modulation de la charge des véhicules électriques représente une priorité. La montée en puissance des effacements de la recharge s'inscrit donc dans une perspective à long terme.

Selon l'enquête comportementale auprès des possesseurs de véhicules électriques en octobre 2022, Enedis a communiqué que 35 % des interviewés avaient adopté le pilotage de la recharge tarifaire en 2021. Le nombre des utilisateurs de véhicules électriques prêts à décaler leur recharge aux heures creuses a augmenté de 6 points en 2021, s'établissant à 63 % des interviewés. En comparant avec les tendances en 2020, 40 % des interviewés pensaient à recourir au pilotage de la recharge tarifaire.

Partie 5 : hypothèses d'offre

Question 5.1 – Cadrage général sur les énergies renouvelables

Quelles conséquences sur le développement des différentes filières renouvelables (hydraulique, éolien terrestre, éolien en mer, solaire, bioénergies...) considérez-vous nécessaire d'envisager suite à l'adoption de la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables ?

La loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables introduit une planification de l'éolien en mer, et une planification territoriale du développement des énergies renouvelables terrestres. Alors que les trajectoires de développement de plusieurs filières ne permettront pas d'atteindre les objectifs fixés par la PPE en vigueur, l'accélération nécessaire de leur déploiement est conditionnée à la mise en œuvre réussie des exercices de planification au travers d'une coordination, d'un suivi et d'une mobilisation des parties prenantes efficaces.

La loi d'accélération introduit également des dispositions concernant le raccordement des énergies renouvelables aux réseaux électriques. L'UFE souligne l'importance de ces dispositions, qui devront permettre d'anticiper les besoins en infrastructures de réseaux sur un horizon de temps de 10 à 15 ans. Associées à une révision périodique des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables (S3REnR), ces leviers donneront aux gestionnaires de réseaux la possibilité d'anticiper les besoins, et d'accélérer ainsi significativement la transition énergétique.

En outre, l'UFE rappelle qu'un suivi des mesures et de la trajectoire vers les objectifs de politique énergétique sont essentiels afin de permettre la mise en œuvre de mesures

correctives, notamment en matière de délivrance d'autorisations.

Si les mesures prévues par la loi d'accélération permettront le déploiement plus rapide d'un certain nombre de projets, l'UFE rappelle que le renforcement des effectifs et des moyens, tant en administration centrale qu'en administration déconcentrée, est absolument essentiel à une véritable accélération du déploiement des énergies renouvelables.

Enfin, l'UFE considère l'accélération de la production d'énergies renouvelables doit s'inscrire dans une politique industrielle et d'emploi ambitieuse, qui permette à la France d'engager sa décarbonation dans une perspective de renforcement de sa souveraineté énergétique.

Question 5.2 – Hydraulique

RTE envisage de considérer à ce stade une trajectoire de renforcement de la puissance hydraulique mesurée et très progressive, avec une capacité de près de 27 GW en 2030. Estimez-vous souhaitable de réviser à la hausse cette trajectoire et, dans l'affirmative, sur la base de quels projets concrets susceptibles d'émerger sur l'horizon considéré ? De manière spécifique, certains leviers d'augmentation de la puissance hydraulique vous semblent-ils accessibles à l'occasion d'un renouvellement des concessions hydroélectriques ? Si oui, détaillez-les, ainsi que leur apport en gigawatts et les délais de mise en œuvre. S'agissant de la production hydraulique moyenne, RTE propose de la considérer, dans le meilleur des cas, stable en intégrant une augmentation de la puissance installée du parc, de sorte à tenir compte des conséquences hydrologiques du réchauffement climatique. Jugeriez-vous souhaitable de considérer une autre approche, et si oui sur la base de quel scénario climatique ? Quelles perspectives de développement de nouvelles STEP jugez-vous crédibles à l'horizon considéré par le Bilan prévisionnel ? Quelle durée de stock hydraulique ces STEP seraient-elles selon vous susceptibles d'offrir (journalière, hebdomadaire) ?

L'UFE considère qu'il existe un potentiel de développement pour l'hydroélectricité au travers du développement de nouvelles installations (notamment sur sites vierges en lien avec des projets de territoire) et d'installations existantes, (rénovation, augmentations de puissance), ainsi que du développement de nouvelles STEP. Ainsi, l'UFE considère qu'à court terme, les installations existantes peuvent être optimisées, afin de mieux utiliser le potentiel des installations existantes et/ou des turbines installées. A plus long terme, la création de nouvelles installations et l'équipement hydroélectrique d'ouvrages existants permettraient de disposer d'une capacité de production supplémentaire pérenne.

L'UFE soutient les chiffres travaillés par la filière dans le cadre de la PPE, à savoir 26,4 GW en 2028 (hors nouvelles STEP) et 27,1 GW en 2033 (hors nouvelles STEP).

Cependant, ces développements nécessitent la réunion de conditions économiques et juridiques favorables (maintien des dispositifs de soutien au développement de la petite hydroélectricité, dispositifs de soutien à la rénovation, lancement d'appels d'offres pour de nouveaux projets, cadre de soutien public notamment pour les STEP).

S'agissant des STEP, leur développement est rendu nécessaire par la transition énergétique en cours. C'est ce que précisent les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » avec un besoin estimé à 3 GW. La PPE apprécie ces développements de 1,5 à 1,7 GW de nouvelles STEP à l'horizon 2035 (avec des mises en service échelonnées entre 2030 et 2035). Toutefois, le modèle économique des STEP fait face à des incertitudes de revenus, renforcées par la durée de vie de tels ouvrages. La mise en place de mécanismes de soutien aux STEP est rendue nécessaire pour le développement de tels moyens de stockage dont les technologies sont matures et maîtrisées.

Question 5.3 - Solaire photovoltaïque

RTE propose un rythme de croissance moyen compris entre 3 et 5 GW par an à compter de 2024, portant le parc à une capacité installée comprise entre 40 et 50 GW en 2030, puis entre 55 et 75 GW en 2035. Une trajectoire plus ambitieuse sera analysée en variante avec un rythme d'installation dépassant les 7 GW par an autour de 2030. Etes-vous d'accord avec ces propositions ? D'autres trajectoires vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

L'UFE note que les évolutions récentes du cadre réglementaire applicable à la filière ont réduit sa visibilité. Il est donc nécessaire que les scénarios étudiés par RTE permettent, dans le cadre des débats sur la programmation énergie-climat, de considérer des variantes et des hypothèses couvrant un large champ de possibles, notamment s'agissant du développement des différents segments du parc photovoltaïque (centrales au sol, ombrières ou panneaux sur toiture, résidentiel).

Pour autant, dans la perspective d'une accélération massive du développement du photovoltaïque, l'UFE considère qu'il reste pertinent d'étudier une variante plus ambitieuse, en cohérence avec le rehaussement des objectifs de développement des énergies renouvelables à l'échelle européenne.

Dans les Futurs énergétiques 2050, RTE a testé différents « bouquets » de développement du solaire, se traduisant par une part plus ou moins prononcée de grands parcs au sol, panneaux sur ombrières ou panneaux sur toiture. Pour le prochain Bilan prévisionnel, RTE s'interroge sur la pondération à retenir dans les analyses, les performances et les coûts des différentes solutions pouvant être très différents. Veuillez indiquer dans quelle mesure les dispositions de la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables conduisent à modifier la perspective de développement pour les différentes catégories de développement du solaire (solaire au sol, ombrières ou panneaux sur toiture).

L'UFE a salué l'adoption de la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables, qui contient un certain nombre de mesures en faveur du développement du photovoltaïques (élargissement de l'obligation d'implantation d'ombrières sur parking ...). Cependant, l'effet de ces mesures reste incertain dans le contexte de déclinaison réglementaire de la loi, quand d'autres pourraient complexifier et donc fragiliser le développement de la filière sur certains segments (sur l'agrivoltaïsme par exemple). L'UFE recommande donc l'étude scénarios permettant de couvrir un large champ des possibles en matière de développement photovoltaïque. En particulier, il sera nécessaire de mieux anticiper le gisement et l'intégration des projets diffus dans les schémas de planification territoriaux, notamment dans les zones rurales, afin de prévenir les situations de saturation locales des réseaux. Le développement du PV diffus nécessitera également des mesures de simplification administrative et de soutien économique adapté (urbanisme, raccordement...).

Quelle part du solaire en autoconsommation (individuelle ou collective) considérez-vous intéressant d'étudier ? Dans le scénario de « mondialisation contrariée », le développement de l'autoconsommation devrait-il être accéléré ?

L'autoconsommation individuelle et l'autoconsommation collective contribueront ensemble aux objectifs de croissance du secteur.

L'autoconsommation individuelle fait l'objet d'une appétence grandissante, comme en témoigne les chiffres pour 2022 (près de 100 000 installations raccordées). Cet essor, s'il est amené à se poursuivre, d'un cadre favorable et d'une visibilité renforcée.

S'agissant de l'autoconsommation collective, son niveau de développement et la complexité du cadre applicable ne sont pas de nature à permettre l'édification d'hypothèses solides à

l'horizon 2035.

RTE envisage d'étudier une trajectoire spécifique combinant développement renforcé du solaire et politique assumée de relocalisation de la chaîne de valeur du solaire avec installation d'une ou plusieurs gigafactories de production de panneaux en France. RTE envisage, pour cette variante, un rythme de déploiement annuel de l'ordre de 7 GW, en cohérence avec les trajectoires prévues dans d'autres pays européens. Cette trajectoire vous semble-t-elle crédible ou intéressante à étudier ? Quels seraient selon vous les prérequis économiques et industriels pour qu'une telle trajectoire soit envisageable ?

Quelles que soient les hypothèses retenues, l'UFE considère qu'une relocalisation de la chaîne de valeur en France et en Europe est indispensable pour renforcer notre souveraineté énergétique et réduire notre dépendance aux importations, de Chine notamment. La production en France et en Europe des composantes de panneaux solaires (cellules, modules...) permettra également de renforcer la compétitivité des installations.

Question 5.4 – Eolien terrestre

RTE propose un rythme de croissance moyen compris entre 0,7 et 2 GW par an à compter de 2024, portant le parc à une capacité comprise entre 26 et 35 GW en 2030, puis entre 30 et 45 GW en 2035. Etes-vous d'accord avec ces propositions ? Selon vous, comment les dernières annonces du président et du gouvernement doivent-elles se traduire dans la trajectoire d'éolien terrestre à l'horizon 2030-2035 ? D'autres trajectoires vous semblent-elles devoir être considérées ?

Dans le cas où vous souhaiteriez que soit considérée une trajectoire plus haute, veuillez indiquer dans quelle mesure celle-ci serait (i) cohérente avec les orientations de politique énergétique fixées par le discours de Belfort et (ii) compatible avec le nouveau cadre institué par la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables récemment adoptée. Dans le cas où vous souhaiteriez que soit considérée une trajectoire plus basse, veuillez indiquer dans quelle mesure cette trajectoire serait compatible avec (i) les engagements européens de la France en matière de part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030 et (ii) les objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre, et notamment l'atteinte des -55% nets en 2030 ?

Alors que l'éolien terrestre représente la première filière contribuant pour le développement de la production d'énergie bas-carbone en France, comme le rappelle RTE, le rythme actuel ne permettra pas d'atteindre les objectifs de la PPE en vigueur. L'UFE considère qu'il conviendra d'explicitier les conséquences d'un rythme de développement de l'éolien terrestre inférieur à celui constaté aujourd'hui sur la trajectoire de décarbonation et en matière de coûts, de garantie de l'équilibre offre-demande à l'horizon 2035, et de respect des objectifs européens de développement des énergies renouvelables.

Au demeurant, l'UFE considère qu'un rythme de développement au moins équivalent à celui constaté aujourd'hui est nécessaire, y compris dans la perspective des annonces du président de la République à Belfort. L'UFE est en accord avec les hypothèses proposées par RTE. L'étude d'un rythme de développement plus élevé permettrait d'alimenter les débats de la programmation énergie climat sur les bénéfices attendus d'un tel scénario en matière de coûts, de gestion de l'équilibre offre-demande, et de trajectoire de décarbonation et d'électrification. Ces trajectoires, et les rythmes de mise en service associés, doivent intégrer les besoins de renouvellement du parc le plus ancien.

Quelles seraient selon vous les possibilités offertes par le repowering, lors de la prochaine décennie, pour augmenter la puissance du parc éolien en réduisant l'augmentation du nombre

de mâts ? Quels modèles doivent selon vous être privilégiés pour la gestion de la fin de vie des parcs éoliens les plus anciens (maintien du parc en l'état autant que possible, renouvellement complète de l'installation pour augmenter sa capacité dès que possible...) ? Veuillez indiquer les éléments permettant de qualifier l'intérêt économique de l'opération.

Le repowering pourra, lors de la prochaine décennie, s'appuyer sur un potentiel théorique important, puisqu'environ 8 GW de capacités existantes arriveront en fin de durée de vie durant cette période. Pour autant, le repowering ne contribuera qu'en partie à l'augmentation de la puissance installée. En outre, la mise en place d'un cadre davantage favorable au repowering permettrait d'en augmenter significativement le potentiel de développement.

Comme dans ses précédentes études, RTE propose une hypothèse de développement limité du facteur de charge moyen de l'éolien terrestre (autour de 23% en moyenne, variable selon les années), tenant compte de la progression des technologies mais également de la difficulté à trouver de nouveaux sites avec un très bon productible et permettant l'installation de mâts de grande hauteur. Partagez-vous cette approche ? Sinon, que proposez-vous ?

L'UFE partage l'approche proposée par RTE. La progression des technologies mais également de la difficulté à trouver de nouveaux sites a conduit à un facteur de charge mesuré comme étant stable ces dernières années.

Néanmoins, l'UFE suggère à RTE d'étudier la possible évolution du facteur de charge moyen national à l'horizon 2025-2035 en tenant compte (i) de l'impact du repowering dans les zones plus ventées (ii) du développement de nouveaux sites dans des zones moins ventées (iii) du relèvement de certaines contraintes actuelles.

Question 5.5 – Eolien en mer

RTE propose dans le scénario « Accélération réussie » une cible de mise en service de 18 GW en 2035, cohérente avec le Pacte éolien en mer précité, avec un point de passage à environ 4 GW à l'horizon 2030. Quels seraient les prérequis industriels à la mise en service d'une puissance de 18 GW en 2035, et quels doivent être les jalons essentiels à fixer pour s'assurer de la tenue d'une telle trajectoire ?

L'UFE juge pertinent de s'aligner sur les objectifs du Pacte éolien en mer et donc sur les hypothèses retenues dans le scénario « Accélération réussie ».

L'atteinte de cet objectif traduit une véritable montée en puissance pour l'ensemble de la chaîne de valeur et un changement d'échelle dans le déploiement de l'éolien en mer. Industriellement, l'atteinte de cet objectif en 2035 doit être mise en lien avec le besoin actuel de visibilité de la filière.

Une visibilité à long-terme et une sécurisation de la chaîne de valeur européenne dans un contexte de concurrence accru sont essentielles pour la réalisation d'une accélération réussie. Surtout, elle nécessite une mise en œuvre réussie de la planification introduite par la loi d'accélération et le respect d'échéances programmatiques :

- L'attribution rapide de tous les projets PPE2, faisant actuellement l'objet de mises en concurrence et l'attribution en 2024 des projets d'extension identifiés ;
- La réalisation de la planification spatiale maritime offshore en 2024 et le lancement d'appels d'offres « multi-gigawatts », permettant d'attribuer plusieurs GW au sein d'une même procédure de mise en concurrence ;
- Une accélération des procédures et études dont l'Etat a la responsabilité (mise en concurrence, études techniques, études environnementales...);
- Une anticipation des infrastructures associées au déploiement de l'éolien en mer (raccordement et infrastructures portuaires).

Dans le scénario « Accélération réussie », 11 GW sur 18 correspondraient à des technologies posées en 2035. Les demandes récurrentes d'éloignement des parcs des côtes sont-elles selon vous de nature à modifier la pondération entre projets posés et projets flottants ?

Aujourd'hui, la France dispose d'un portefeuille de projets d'environ 8 GW (dont 6 GW d'éolien en mer posé et environ 2 GW d'éolien flottant). L'UFE considère qu'un ratio de 11GW sur 19 correspondant à de l'éolien posé n'est pas suffisant et réaliste. La technologie flottante est encore en cours de développement et de maturation. A court et moyen-terme, il sera nécessaire de continuer à lancer des appels d'offres éoliens en mer posés pour profiter de la compétitivité et maturité de la filière, en s'appuyant sur les façades Manche et Atlantique où le gisement est très important. En parallèle, il conviendra de lancer progressivement les projets commerciaux flottants afin d'accompagner la filière dans son industrialisation et dans sa courbe de réduction de prix.

Les demandes d'éloignement des parcs des côtes ne sont pas nécessairement de nature à privilégier le flottant. Au demeurant, l'enjeu du basculement vers l'éolien flottant du fait de l'éloignement des côtes ne concerne que la façade Atlantique.

Dans l'affirmative, quelles conséquences industrielles et économiques sur la filière cela entraînerait-il ?

Aujourd'hui, plus de 90% des turbines installées en France sont fabriquées en Europe. Le risque de rupture d'approvisionnement reste donc limité y compris dans un contexte de « mondialisation contrariée », même si conjoncturellement, des variations de prix peuvent apparaître.

Dans tous les cas, l'accélération du développement de l'éolien en mer, posé comme flottant, devra être associé à une politique industrielle ambitieuse, permettant de préserver et de renforcer l'implantation en France et en Europe de la chaîne de valeur de la filière. Le contexte de concurrence croissant, notamment du fait de l'accélération du développement de l'éolien en mer partout en Europe témoigne de ce que cet enjeu doit être sérieusement considéré.

Dans le scénario « Atteinte partielle », l'objectif de développement de l'éolien en mer en 2035 serait abaissé à 14 GW. Une trajectoire plus prudente sera également étudiée avec 10 GW en 2035. D'autres propositions vous sembleraient-elles devoir être étudiées ?

L'étude d'un scénario "atteinte partielle" peut être envisagée, afin d'explicitier les conséquences d'un retard du développement de l'éolien en mer sur la sécurité d'approvisionnement, la souveraineté énergétique de la France, sur l'atteinte des objectifs de décarbonation, sur les coûts de l'électricité et sur les émissions de CO₂. Cependant, l'UFE considère que la trajectoire prudente pourrait légèrement être réhaussée afin d'être plus cohérent avec la dynamique engagée et la réalité industrielle.

Question 5.15 – Stockage stationnaire par batteries

Les analyses précédentes de RTE ne concluaient pas à un besoin de développement massif des batteries (au-delà d'un volume de l'ordre de 500 MW, principalement consacré à la réserve primaire) pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par le code de l'énergie. Estimez-vous nécessaire de revoir cette approche à l'aune du changement de contexte ?

L'enjeu de sécurité d'approvisionnement de ces prochains hivers doit s'appréhender en définissant les besoins de stockage ou de flexibilité qui permettraient de répondre aux besoins du système à court-terme. **Les travaux menés par RTE doivent ainsi permettre de**

quantifier le besoin éventuel de développement de capacités flexibles, dont les batteries électrochimiques, de sorte à assurer le critère de sécurité d’approvisionnement jusqu’à l’horizon 2035.

Compte tenu de la crise énergétique et de la nécessité durable de maîtriser les pics de consommation lors des prochains hivers, **les batteries stationnaires et le stockage en général sont des moyens permettant de couvrir les pics de consommation en déplaçant de l’énergie des périodes de faible consommation vers les périodes de plus fortes consommations.**

Il est dommage de limiter le stockage par batterie à la FCR dont le marché est limité en volume et qui pourra arriver à saturation à moyen-terme. Pour développer les capacités de stockage stationnaire il est nécessaire qu’elles puissent trouver une valorisation sur l’ensemble des marchés accessibles permettant d’assurer leur développement économique sur le long-terme.

Le stockage peut déjà répondre aux besoins de l’aFRR et permettrait ainsi de compléter l’offre française certifiée en aFRR à hauteur des 700 – 800 MW du besoin France, voire au-delà si le besoin de réserve automatique a tendance à augmenter.

Les études prospectives de RTE indiquent un besoin accru en réserves, automatiques ou manuelles, pour des sollicitations ponctuelles limitées dans le temps pour **pallier les aléas, réserves qui doivent se décarboner également. La variante « Mix électrique décarbonés à l’horizon 2035 » pourrait permettre de définir le besoin en flexibilités décarbonées.** Les technologies pour y parvenir existent et sont matures, notamment le stockage par batterie aussi bien pour des besoins à la hausse qu’à la baisse.

Le stockage alimenté par de l’énergie bas carbone permettrait d’éviter le recours à des moyens carbonés d’extrême pointe dont les démarrages pourraient être réduits. **Le Bilan Prévisionnel pourrait quantifier les émissions de CO2 évitées par le recours aux batteries pour la gestion de la pointe.**

Le code de l’énergie prévoit la possibilité de mettre en œuvre une procédure de soutien au développement de nouvelles capacités de stockage, dans le cas où les projets ne seraient pas assez nombreux pour atteindre les objectifs publics. Considérez-vous que les incitations fournies par les marchés (réserves, marchés de gros, mécanisme de capacité) sont aujourd’hui suffisantes ou qu’elles doivent être complétées ?

S’agissant des batteries électrochimiques, L’UFE rappelle que **le modèle économique des batteries reste difficile à trouver en France métropolitaine** notamment en raison d’incertitudes fortes qui demeurent :

- L’incertitude sur la durée de tenue de réglage primaire (15/30min) imposée aux Réservoirs à Energie Limitée pour la tenue de la FCR entraîne des incertitudes sur le dimensionnement des batteries et de certains actifs hydroélectriques requis pour contribuer à la FCR ;
- La suspension par la CRE de l’appel d’offres aFRR est particulièrement néfaste au développement de projets de batteries. L’absence d’une feuille de route claire et pertinente/adaptée pour la reprise de la contractualisation de l’aFRR par appel d’offres ne donne pas aux acteurs de marché de bonnes incitations pour faire développer et faire certifier leur capacité, ce qui retardera le développement d’une offre concurrentielle susceptible de faire baisser le coût pour la collectivité.

- Il subsiste des complexités opérationnelles et réglementaires pour qu'une batterie puisse offrir sa capacité de stockage et d'équilibrage sur plusieurs marchés séquentiellement ou en parallèle et agrégée à d'autres moyens de production ou d'effacement. Il n'est par ailleurs pas permis actuellement de développer des installations hybrides stockage + ENR en permettant à la batterie de pouvoir à la fois stocker la production ENR et soutirer du réseau en disposant d'un schéma de raccordement et comptage ad'hoc pour tracer les flux d'énergie.
- Les écarts de prix infra-journaliers restent volatils et incertains. Bien que les prix soient attractifs aujourd'hui, les incertitudes sur leur évolution à moyen/long terme ne permettent pas de développer un modèle économique sur du report d'énergie entre les heures creuses et les heures les mieux valorisées.
- Enfin, les incertitudes sur les revenus viennent accroître les difficultés actuelles du secteurs liées aux tensions sur les approvisionnements en matières premières (Lithium, cobalt, nickel, ...) qui complexifient le développement de projets de batteries en grevant sensiblement leurs CAPEX.

S'agissant de la possibilité prévue par le code de l'Energie de mettre en œuvre une **procédure de soutien au développement de nouvelles capacités de stockage par batteries**, dans le cas où les projets de batteries ne seraient pas assez nombreux pour atteindre les objectifs publics, l'UFE considère que :

- Les besoins de flexibilité doivent être objectivés de manière prévisionnelle (besoins infra-journalier, journalier, hebdomadaire, saisonnier...) sur les différents horizons temporels (court, moyen, long terme) afin d'éclairer les décisions des pouvoirs publics. En cas de besoin de développement, les pouvoirs publics devront veiller à activer les leviers en cohérence avec la nature des besoins et leur temporalité, dans un souci de minimisation du coût à court, moyen et long terme pour la collectivité ainsi que de prise en compte, dans le choix des solutions, de l'impact environnemental, des conséquences du changement climatique et de la soutenabilité des matières premières utilisées. En particulier, le stockage électrique doit être évalué et mis en œuvre en fonction des autres solutions potentiellement pourvoyeuses de flexibilité (interconnexions, pilotage de la demande, production d'électricité thermique décarbonée, complémentarités gaz/électricité ...).
- Avant d'envisager la mise en œuvre d'un mécanisme de soutien supplémentaire pour les batteries, et pour en apprécier la nécessité, son articulation avec les différents outils suivants doit être analysée en précisant respectivement les objectifs poursuivis et les contributions à la couverture des besoins de flexibilités :
 - Appel d'Offre Long-Terme adossé au Mécanisme de Capacité ;
 - Appel d'Offre Effacement.
 - Obligation de pilotage Heures Pleines/Heures creuses de l'ECS et des bornes de charges de véhicules électriques, associée à l'utilisation de tout le potentiel des compteurs linky ;
 - Signaux tarifaires EJP, Tempo, HP/HC du TRV, TURPE (facturation de la Pmax et découpage horo-saisonnier) ...
 - AO Flexibilités des Gestionnaires de Réseau, tenant notamment compte des travaux en cours de l'ACER.

- Dans ce cadre, dans sa réponse à la concertation de la DGEC du 16 décembre 2021¹³, l'UFE demandait de préciser l'articulation de l'appel d'offres « stockage » avec l'appel d'offres long terme (AOLT) déjà existant, afin de clarifier le cadre réglementaire et d'investissement applicable aux installations de stockage. En particulier, les modalités de rémunération ne sont pas précisées dans le décret appel d'offres « stockage » ce qui ne permet pas à ce stade de comprendre le modèle économique sous-jacent. L'UFE appelle donc à clarifier le cadre de rémunération afin de donner de la visibilité aux acteurs.
- En cas de lancement d'un AO stockage, l'UFE souhaite que l'ensemble des capacités de stockage puissent y participer pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique français et européen.

Estimez-vous nécessaire d'étudier spécifiquement la possibilité d'un développement combiné du solaire et des batteries ? Si oui, sous quelle forme (incitation dans le dispositif de soutien à l'énergie solaire, modalités spécifiques de raccordement au réseau) ?

L'UFE milite pour que les travaux de RTE soient menés avec une approche technologiquement neutre. A ce titre, **un développement combiné de technologies doit être étudié s'il permet de minimiser les coûts pour la collectivité.**

Partie 6 : hypothèses sur les interconnexions et les systèmes européens

Question 6.1 – Interconnexions transfrontalières

RTE anticipe la poursuite du développement des interconnexions entre la France et ses voisins, avec un ajout de 3 à 4 GW de capacité d'ici 2030 et 4 à 5 GW supplémentaires à 2035. Etes-vous d'accord avec l'approche proposée ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Voyez-vous des prudences particulières à intégrer à l'analyse, s'agissant du rythme de mise en service des projets d'interconnexion ?

Des risques de retards de mise en service des projets d'interconnexion à prendre en compte et à expliciter :

L'UFE appelle à prendre avec prudence les hypothèses du BP de RTE au regard des retards de mise en service des projets d'interconnexion en Europe, ces dernières années.

L'UFE souligne à ce titre le bien-fondé de l'évaluation des risques de retards de mise en service et de leurs impacts, à partir de variantes cohérentes avec les spécificités de chaque projet d'interconnexion. Dans le cadre de ces variantes, l'UFE souhaiterait que les causes sous-jacentes des hypothèses de retard pour chaque projet d'interconnexion soient explicitées (d'ordre géopolitique, technique, macroéconomique, ou réglementaire par exemple).

Il nous semble également essentiel que le Bilan prévisionnel mentionne précisément les volumes, contraintes et opportunités aux horizons 2030 et 2035 sur les frontières avec les pays voisins de la France.

¹³ [Réponse de l'UFE à la concertation de la DGEC sur le projet de décret relatif à l'appel d'offre stockage, en application de la loi climat et résilience](#)

Des hypothèses du Bilan Prévisionnel largement inférieures aux Futurs Energétiques et TYNDP :

L'UFE constate, qu'avec +3 à +4 GW en 2030 et +4 à +5 GW de capacités d'interconnexions transfrontalières supplémentaires en 2035, les hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel sont largement inférieures à celles contenues dans le rapport RTE « Futurs Energétiques 2050 » ou à la vision de l'ENTSO-E synthétisée dans le dernier TYNDP :

- Ainsi, tous les scénarios des Futurs énergétiques 2050 ont des hypothèses d'interconnexions transfrontalières sensiblement accrues par rapport à la situation actuelle, avec 39 GW comme objectif optimal, contre 13 GW en 2021, soit +26 GW en 2050.
- Dans le TYNDP, les prévisions de capacité d'interconnexions de la France avec tous ses voisins sont de +14 GW en 2030 et +19 GW en 2040.

La frontière entre la France et le Royaume-Uni, que le document de consultation qualifie spécifiquement « d'espace économique possible pour de nouvelles interconnexions », nécessite une attention particulière. La configuration de référence des Futures énergétiques 2050 y prévoit une capacité d'interconnexion de près de 9 GW en 2050, avec une trajectoire de +3.4 GW en 2030, +1.4 GW en 2040 et +2 GW en 2050. Les résultats du TYNDP 2022 montrent quant à eux une augmentation supérieure des besoins, avec +4.8 GW en 2030 par rapport à 2022. A cela s'ajoute les incertitudes relatives à la capacité effective d'échange d'IFA2000 prévue sur la période considérée, étant données les indisponibilités constatées ces dernières années, ainsi que le calendrier de sa possible remise à niveau, qu'il conviendrait également de clarifier dans le Bilan prévisionnel.

Ces différences conduisent ainsi l'UFE à s'interroger sur la compatibilité des hypothèses proposées par le BP avec les trajectoires vers la neutralité carbone au niveau national et européen.

Autres remarques :

Nous attirons l'attention sur le fait que les objectifs d'équilibre offre - demande et de trajectoire vers la neutralité carbone ne devraient être impactés par des contraintes budgétaires ou de risque financier qui conduiraient à un développement séquentiel des interconnexions afin de lisser leur financement. En effet, il convient de prendre en compte les projets dont le financement serait possible sans soutien public.

L'UFE demande par ailleurs que RTE clarifie ses hypothèses de trajectoire de développement des interconnexions sur chaque frontière entre les horizons 2030 et 2050 et justifie si besoin des changements d'hypothèses permettant d'expliquer des écarts entre les Futurs Energétiques et le Bilan Prévisionnel 2023-2035.

Question 6.3 – Prise en compte de l'interconnexion

L'interconnexion croissante des systèmes électriques en Europe augmente la sécurité d'approvisionnement en France en permettant d'avoir recours à un volume supplémentaire de moyens de production. Les marges qui en résultent sont intégrées aux analyses sur l'équilibre offre-demande en France, et donc au diagnostic formulé par RTE. Estimez-vous pertinent de borner la prise en compte de cette contribution « européenne » de l'interconnexion des systèmes nationaux dans l'analyse de la sécurité d'approvisionnement en France ? Si oui, pour quelles raisons et à quel niveau ?

L'UFE souligne que la seule prise en compte des capacités d'interconnexions - ou du critère des 70% imposant au GRT de réserver au moins 70% de la capacité de transport

de leurs éléments de réseau au commerce transfrontalier entre les États membres de l'UE - n'est pas suffisante pour estimer les échanges transfrontaliers lors des situations de défaillance et le besoin de capacité en France qui en découle.

A ce titre, l'UFE souhaite rappeler le bien-fondé des observations et de la méthodologie décrite par RTE dans son rapport d'accompagnement en vue de la modification des paramètres du mécanisme d'obligation de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024. En particulier :

- « *la contribution des systèmes électriques transfrontaliers à la sécurité d'approvisionnement de la France résulte à la fois des capacités d'interconnexions disponibles à l'import et de la marge disponible dans les systèmes interconnectés pendant les heures de défaillance.* »
- « *l'évolution des mix étrangers est [...] un élément de premier ordre sur l'évolution de la contribution de chaque pays* » à la sécurité d'approvisionnement de la France. En particulier, à l'instar des analyses menées en vue de la modification des paramètres du mécanisme capacité pour les années de livraison 2023 et 2024, la diminution des marges dans les pays transfrontaliers est susceptible de réduire leur contribution à la sécurité d'approvisionnement de la France, et ce, malgré un niveau stable voire une augmentation des interconnexions en service.

L'UFE insiste sur l'importance de modéliser les aléas de manière cohérente afin de reproduire le plus fidèlement possible l'impact des événements météorologiques les plus pénalisants pour la marge du système électrique national et des pays transfrontaliers.

Enfin, dans le contexte où les préoccupations liées à la souveraineté et l'indépendance énergétique sont fortes, et les besoins de renouvellement des parcs pilotables importants en Europe, l'UFE souhaite rappeler que la France dispose de moyens limités pour agir sur les leviers susmentionnés de sorte qu'**un MW de capacité ferme (projet ou construit) en France ou dans un pays transfrontalier n'a pas le même impact sur le respect du critère de sécurité d'approvisionnement en France.**