Bilan prévisionnel - édition 2023 :

Réponse de Octopus Energy (anciennement Plüm énergie) à la consultation publique sur le cadrage et les hypothèses de l'étude des perspectives pour le système électrique à l'horizon 2035

28 mars 2023

Question 1.1 – Enjeux de l'étude

Partagez-vous les principaux enjeux de l'étude listés dans le cadrage de l'étude :

- mise en place d'un plan massif de décarbonation et d'électrification des usages,
- réévaluation des perspectives de maîtrise de la demande,
- planification de l'évolution de la production d'électricité bas-carbone pour accompagner la transition du système énergétique,
- redéfinition du niveau de risque cible en matière de sécurité d'approvisionnement et des solutions de flexibilité permettant d'y répondre,
- identification des leviers pour adapter la stratégie à un contexte global plus adverse de « mondialisation contrariée »,
- réévaluation des enjeux économiques (coûts, prix) associés à la décarbonation ?

Voyez-vous d'autres enjeux qu'il serait souhaitable d'éclairer grâce au prochain Bilan prévisionnel ?

Nous partageons les principaux enjeux de l'étude listés dans le cadrage de l'étude.
Nous ajoutons une précision pour le 4e enjeu "redéfinir le niveau de risque de coupures d'électricité et les aléas par rapport auxquels le système électrique doit être dimensionné et évaluer les moyens nécessaires pour respecter cette nouvelle cible" où il nous semble important de prendre en compte les risques liés au changement climatique, tels que les niveaux baissant des rivières qui limitent l'accès à l'eau de refroidissement pour la production nucléaire, et l'augmentation des inondations impactant les actifs hydroélectriques ou le réseau électrique lui-même.

Question 1.2 – Niveau de risque et dimensionnement du système

L'un des enjeux principaux de l'étude consiste à réévaluer le niveau de risque par rapport auquel le système électrique doit être dimensionné, du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, et les besoins de flexibilité correspondants. Les analyses menées par RTE viseront notamment à prendre en compte le retour d'expérience de la crise énergétique des derniers mois.
Selon vous, quels aléas devraient être intégrés à cette étude afin de faire évoluer le critère de sécurité d'approvisionnement et de dimensionnement du mix électrique ? Quels stress-tests faudrait-il étudier et comment devraient-ils être utilisés dans le dimensionnement du système ?

Il nous semble nécessaire d'envisager des tests de résistance du système en fonction du changement climatique, dont nous listons quelques impacts ci-dessous.

Du côté de la production, l'augmentation rapide de la part des énergies renouvelables intermittentes dans toute l'Europe entraîne un besoin accru d'équilibrage du système, et les

possibilités de sécheresses plus longues peuvent diminuer la part d'actifs hydroélectriques disponibles l'été, coïncidant parfois avec des périodes de faibles vents - le tout ayant un impact considérable sur la production et l'équilibrage du système.
Du côté des réseaux de distribution et de transport, des tempêtes plus violentes et fréquentes peuvent augmenter le nombre et la durée des pannes.
Du côté de la consommation, l'adoption très rapide des véhicules électriques et de la climatisation entraîne une pression sur les réseaux de distribution et des pics plus importants en été (lorsque les ressources éoliennes et hydroélectriques disponibles sont potentiellement moins importantes).

Il reste cependant important de ne pas surdimensionner le système électrique. Des études menées par des universitaires britanniques[1] suggèrent qu'une meilleure intégration des énergies renouvelables grâce à une utilisation accrue de la flexibilité permet d'obtenir un système énergétique beaucoup moins coûteux. Il est primordial que la France continue de mobiliser différents leviers de flexibilité pour conserver son avantage concurrentiel en matière d'approvisionnement en énergie à prix bas. Nous soutenons particulièrement l'intégration de l'effacement indissociable de la fourniture à l'appel d'offre d'effacement crise, ouvrant les portes à de nouvelles sources d'effacement.

Question 2.2 – Cadre macroéconomique favorable

Quelles conséquences des crises traversées récemment pensez-vous indispensable de représenter ou d'inclure dans le scénario macroéconomique le plus favorable ?
Considérez-vous 2025 comme un horizon de temps crédible pour une forme de « retour à la normale » s'agissant des principaux paramètres du cadrage macroéconomique ?

L'examen des prix futur du gaz laisse entrevoir pour 2025 un retour raisonnable à la normale. Il s'agira cependant probablement d'un "nouveau normal", avec des prix du gaz structurellement plus élevés (environ 50 % à 100 % plus élevés que les prix historiques, en raison de l'évolution du commerce mondial et de l'augmentation des coûts de stockage).

Question 2.3 – Cadre de « mondialisation contrariée »

Quels éléments de contexte économique, géopolitique, technologique, etc. particulièrement adverses vous semblerait-il important d'intégrer à ce scénario de « mondialisation contrariée » ?
Quelles analyses et/ou sensibilités investigueriez-vous ?
En particulier, vous semblerait-il pertinent de différencier les hypothèses démographiques dans le cadre du scénario « mondialisation contrariée » ?
Vous paraîtrait-il raisonnable d'associer à ce scénario un contexte de prix des commodités et de coûts des technologies plus élevés ?

Il est très probable qu'un monde où la mondialisation est mal accompagnée connaîtra une hausse des prix des produits de base, y compris des prix plus élevés (mais stables) du gaz naturel. Des pénuries de lithium sont également probables en raison de l'augmentation de la demande de véhicules électriques et de batteries, entraînant une hausse des prix. Des

[1] Page 19 : https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1003787/smart-systems-appendix-i-electricity-system-flexibility-modelling.pdf

perturbations de la chaîne d'approvisionnement sont probables dans tous les domaines, en raison des tensions et des agressions géopolitiques, mais aussi des effets du changement climatique.

Question 3 – 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 ?

Il nous semble important de lier dans chaque scénario l'impact que peut avoir l'augmentation de la part pilotée de la demande avec les modes de consommation et de vie.

Il nous semble également important de prendre en compte que chaque nouvelle prévision de croissance du marché des véhicules électrique montre des niveaux d'adoption plus élevés que ce qui avait été anticipé - il y aura donc sûrement des scénarios dans lesquels la décarbonisation et en particulier l'électrification se produisent beaucoup plus rapidement que prévu. De plus, chaque nouvel objectif publié par la Commission Européenne est plus ambitieux que le précédent.

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 ?

Nous sommes d'accord avec la nécessité de réévaluer les trajectoires de consommation à la hausse, entre autres à cause de l'adoption plus rapide que prévue des véhicules électriques, et des objectifs plus ambitieux de l'UE en matière de climat et de décarbonisation.

Question 4.4 – Sortie des énergies fossiles dans les logements

RTE retient comme hypothèse une forte réduction des chaudières au fioul dans l'habitat individuel et collectif en 2030, et leur disparition aux alentours de 2035. Partagez-vous cette approche ? Les conditions requises pour une sortie du fioul vous semblent-elle réunies ?
Souhaitez-vous étudier une autre trajectoire ?
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…) ?
La RE 2020 fixe les nouvelles normes dans les logements neufs. Sur la base des premières estimations disponibles, RTE estime que la part de l'électricité dans le chauffage des logements neufs en 2035 serait de plus de 90%, le complément étant couvert par les réseaux de chaleur et le bois. Etes-vous d'accord avec cette approche ? Si non, quelle part d'électricité dans les logements neufs préconisez-vous ?

Compte tenu du contexte réglementaire, c'est-à-dire de l'interdiction de vente de chaudières au fioul, nous partageons la trajectoire de RTE et la disparition de celles-ci d'ici 2035.
Il existe toutefois un réel enjeu pour les remplacer soit par des pompes à chaleur, soit par des chaudières à bois (ou granulés), dont les prix actuels incitent de nombreux consommateurs à repousser cet investissement uniquement lorsque leur chauffage au fioul viendrait à casser. Or, au-delà de l'objectif de 2035, il est nécessaire de donner toutes les clés possibles aux consommateurs pour accélérer la décarbonisation.

Si la part d'électricité dans le chauffage des logements neufs est effectivement de 90% d'ici 2035, il nous semble primordial que les solutions de chauffage électriques soient autant que possible communicantes et normées pour être pilotables à distance par des tiers, sans installation de hardware supplémentaire (qui est une solution coûteuse, surtout si on prend en compte le déplacement d'un technicien).

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

RTE retient comme hypothèse une disparition des chaudières au fioul dans les surfaces tertiaires et collective d'ici 2035 dans le scénario « Accélération réussie » et aux alentours de 2038 dans un scénario « Atteinte partielle ». Partagez-vous cette approche ? Les conditions requises pour une sortie du fioul vous semblent-elle réunies ? Souhaitez-vous étudier une autre trajectoire ?
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.).
La RE 2020 fixe les nouvelles normes dans les bâtiments neufs. Sur la base des premières estimations disponibles, RTE estime que la part de l'électricité dans les nouvelles surfaces tertiaires neuves serait d'environ 85%, le complément étant couvert par les réseaux de chaleur et le bois. Etes-vous d'accord avec cette approche ?

Afin de quantifier la disparition des chaudières au fioul grâce à l'action publique, il serait intéressant de comparer le nombre de remplacement de chaudières au fioul (donnée réelle) à l'érosion naturelle du nombre de chaudières au fioul en fin de vie (donnée hypothétique sur la base de la durée de vie moyenne d'une chaudière au fioul). Il nous semble réaliste de viser la disparition des chaudière au fioul en 2035 comme leur vente est interdite depuis 2022. Etant donné que les subventions pour l'achat de solutions moins polluantes que les chaudières au fioul sont réservées aux revenus modérés, il y a un risque que les personnes ayant des revenus plus aisés (et donc souvent les propriétaires) ne remplacent leur chaudière au fioul qu'en fin de vie, ralentissant in fine la décarbonisation.

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 ?
A court, moyen et long terme, pensez-vous qu'une baisse pérenne des besoins thermiques (température du chauffage, de climatisation, d'eau chaude) dans les bâtiments tertiaires devrait être intégrée dans les trajectoires de consommation, conformément aux recommandations formulées par le Gouvernement cet hiver ? Si oui, quel niveau d'économie d'énergie attendre ?
Concernant les changements structurels dans la consommation des bâtiments tertiaires, lesquels vous semblent adaptés dans la perspective d'une sobriété planifiée ? (exemple : recours au télétravail, limitation des besoins énergétiques sur le lieu de travail et des autres usages tertiaires, réduction de la surface des commerces, réduction des écrans publicitaires, etc.)
Dans un contexte de mondialisation contrariée, quelles hypothèses vous semblerait-il nécessaire d'adapter concernant la consommation électrique du secteur tertiaire ?

Les objectifs de diminution de consommation dépendent des contraintes qui pourraient être imposées par le gouvernement (température maximum dans les locaux, fermeture des portes des magasins en été pour économiser la climatisation, fin du chauffage de terrasses, fermeture des réfrigérateurs dans les supermarchés, etc.) et surtout des contrôles et/ou amendes en cas de non respect de ces contraintes.
Il existe également un enjeux autour des lieux sportifs qui pourraient être une source d'économies de consommation et un symbole fort, avec par exemple le déplacement des matchs en journée pour économiser l'éclairage, ou l'interdiction de chauffer l'eau des sanitaires.

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.
Nous sommes d'accord.

Dans un contexte de mondialisation contrariée, des budgets davantage contraints pour les entreprises et les ménages pourraient induire une contraction de la mobilité. Par ailleurs, un renouvellement plus lent des parcs pourrait retarder le passage à des véhicules électriques. Etes-vous d'accord avec ces hypothèses, sinon que proposez-vous ?
Il y a en effet un risque de ralentissement de l'électrification si des solutions moins coûteuses ou des aides supplémentaires ne sont pas mises en place au niveau des constructeurs de véhicules électriques et à un niveau étatique. En revanche, le développement du marché du véhicule électrique permettra le développement d'un marché de l'occasion favorisant l'acquisition d'un véhicule électrique pour les ménages à bas revenus. La durée de vie d'un véhicule électrique étant supérieure à celle d'un véhicule thermique, l'enjeu sera d'aider les ménages au moment de l'acquisition du véhicule électrique.

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 ?
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 ?
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 ?
Nous sommes d'accord avec ces propositions.
Le doublement de la part du fret ferroviaire semble atteignable grâce à des incitations financières (par exemple une taxation plus forte des trajets autoroutiers, appliquée à un niveau européen) et à la mise en place d'investissements conséquents dans le

développement du système de transport de fret ainsi que des garanties qualité (engagement sur des délais de livraison par exemple).

Question 4.12 – Modalités de déplacement et mesures de sobriété

Concernant les caractéristiques des véhicules particuliers : RTE avait proposé dans les Futurs Energétiques 2050 une capacité moyenne des batteries des véhicules légers de 65 kWh en 2030.
Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ?

Actuellement, la taille moyenne des batteries est de 50 kWh. Même si dans un objectif de durabilité, il serait idéal de rester sur des batteries de petite taille pour la majeure partie de la population, l'acceptabilité du véhicule électrique par le plus grand nombre passe aujourd'hui encore par une autonomie accrue du véhicule et donc à ce jour une batterie plus conséquente. Il est donc probable que la taille de la batterie évolue dans les proportions annoncées par RTE : 65 kWh d'ici 2035.
Il serait en revanche intéressant d'étudier des scénarios avec des batteries de taille plus raisonnable.

Dans un contexte de mondialisation contrariée, serait-il pertinent de différencier la taille des véhicules, au vu des contraintes sur les ressources critiques et sur le budget des ménages ?

Oui, cela nous semble indispensable.

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 ?

Nous partageons ces hypothèses.

Souhaitez-vous voir étudiées d'autres trajectoires ? Le cas échéant, veuillez indiquer les hypothèses détaillées de report modal qui vous sembleraient pertinentes.
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 ?

Nous sommes d'accord avec une telle hypothèse : la distance moyenne tendra à être réduite dans les prochaines années mais dans l'immédiat, il nous semble qu'elle tendra à rester sensiblement la même qu'avec un véhicule thermique.

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 doive être intégré dans les trajectoires du Bilan prévisionnel ?

Nous pensons que ce type d'évolutions structurelles ont toute leur place dans cette étude, car elles permettent de prendre en compte les incitations et actions mises en place par les pouvoirs publics, à l'échelle locale ou nationale, pour modifier durablement nos

comportements et habitudes. La prise en compte des seules actions individuelles serait limitante.

Selon vous, quels seraient les leviers prioritaires à privilégier et quelles politiques publiques permettraient de les activer ?
Il nous semble primordial de favoriser le retour des commerces de proximité, de limiter la construction de grands centres commerciaux, ainsi que de développer et de favoriser l'utilisation des transports en commun (tarification avantageuse, présence massive et qualité de service).

Question 4.13 – Production d'hydrogène par électrolyse
Concernant la nature de l'hydrogène produit et consommé en France : partagez-vous l'hypothèse que la production d'hydrogène décarboné reposera essentiellement sur l'électrolyse en France (et peu sur le vaporeformage de méthane fossile avec capture et séquestration de carbone, sur le vaporeformage de biométhane ou d'autres techniques issues de la valorisation de la biomasse) ?
Nous partageons cette hypothèse.

Concernant les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie : la stratégie française sur l'hydrogène érige comme priorité le remplacement de l'hydrogène produit par vaporeformage de méthane utilisé actuellement dans l'industrie, essentiellement dans la production d'ammoniac/engrais et le raffinage par de l'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse.
La consommation d'électricité pour couvrir les besoins de décarbonation des usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie (raffinage de pétrole, engrais, plastiques…) dépendront du rythme réel de la bascule du vaporeformage vers l'électrolyse dans les usines concernées, de l'évolution de la consommation finale des produits concernés et de l'éventuelle relocalisation de la production d'ammoniac / engrais et de méthanol.
Compte tenu de ces incertitudes, RTE envisage de considérer une consommation d'électricité pour les usages existants dans l'industrie se situant entre 4 TWh et 16 TWh à l'horizon 2030 et entre 6 et 22 TWh à l'horizon 2035.
Concernant les nouveaux usages de l'hydrogène : l'hydrogène produit par électrolyse constitue une solution pertinente pour décarboner certains procédés industriels (sidérurgie notamment) et certains segments de la mobilité (sous forme d'hydrogène ou de carburants de synthèse). RTE envisage des trajectoires de consommation d'électricité pour les besoins associés aux nouveaux usages de l'hydrogène, comprises entre 7 TWh et 18 TWh à l'horizon 2030 et entre 10 et 46 TWh en 2035.
Sur les imports/exports d'hydrogène : RTE envisage de considérer qu'à l'horizon 2030-2035 la France produira l'hydrogène consommé en France, sans excédents destinés à l'exportation. Pensez-vous que la concurrence de production d'hydrogène dans des régions où le coût de l'électricité renouvelable serait significativement inférieur pourrait conduire à des imports massifs d'hydrogène à cet horizon ? A contrario, considérez-vous que la France pourrait être exportatrice d'hydrogène pour des pays voisins moins bien dotés en gisement de production d'électricité bas-carbone ?
La compétitivité du secteur hydrogène français dépend du coût de l'électricité ; lorsqu'elle est produite par le nucléaire existant, l'hydrogène français peut être compétitif en France à court terme, et probablement peu compétitif en exportation. Vu le prix décroissant de l'électricité produite par les grandes centrales photovoltaïques, nous considérons que

l'hydrogène produit par le nucléaire existant ne sera pas compétitif à moyen terme. Produire de l'hydrogène avec les nouvelles centrales nucléaires sera sans doute encore moins économique.

Sur les trajectoires globales : la trajectoire de référence (correspondant au scénario « Accélération réussie ») proposée par RTE atteint une consommation d'électricité pour l'électrolyse de 34 TWh à l'horizon 2030 et 68 TWh à l'horizon 2035. Cette trajectoire vous semble-t-elle crédible ? De manière plus générale, RTE envisage une fourchette de consommation d'électricité entre 11 TWh et 34 TWh à l'horizon 2030 et entre 16 TWh et 68 TWh à l'horizon 2035. Considérez-vous que cette fourchette reflète correctement le champ des possibles en matière de développement de l'électrolyse en France ?
Il est suggéré dans les analyses actuellement disponibles une demande de 32 TWh en 2030 et de 58 TWh en 2050 pour l'industrie française.

Selon vous, quelles conditions économiques, pour le prix notamment de l'hydrogène bas-carbone, sont nécessaires pour permettre la bascule des usages existants vers l'électrolyse et éventuellement la relocalisation de la production de molécules dérivées de l'hydrogène (ammoniac…) ?
Un complément de rémunération qui se rapproche du coût de 3 €/kg H2 (2021) pour l'hydrogène gris.

Si la capacité d'électrolyse représente 6,5 GW à l'horizon 2030 (comme prévu dans le plan hydrogène publié en 2020), le facteur de charge moyen des électrolyseurs serait de l'ordre de 60%, pouvant nécessiter a priori des besoins de stockage massif. Considérez-vous qu'une telle configuration est réaliste à l'horizon 2030 ?
Dans le scénario de « mondialisation contrariée », RTE envisage des conséquences plus défavorables pour le développement de l'électrolyse, compte-tenu des coûts de l'hydrogène produit par électrolyse et des investissements importants pour développer les usages de l'hydrogène. Le scénario considère ainsi une consommation d'électricité pour l'électrolyse plus faible que dans le scénario de référence résultant à la fois (i) d'un rythme de bascule de l'hydrogène gris vers l'électrolyse plus faible, (ii) de difficultés à relocaliser la production de molécules dérivées de l'hydrogène et (iii) d'un moindre développement des nouveaux usages.
Considérez-vous cette hypothèse pertinente, et sinon que proposeriez-vous ?
Nous considérons cette hypothèse pertinente.
Elle souligne le fait qu'il vaut mieux favoriser les utilisations d'hydrogène qui vont vers un offtake existant et fluide (type ammoniac) qu'un offtake hypothétique.

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 ?
Nous partageons cette approche.

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 ?

Les pilotages tarifaires et dynamiques nous semblent crédibles, dès à présent. Le pilotage dynamique bidirectionnel nécessite quant à lui un travail conjoint de toutes les parties prenantes pour le mettre en place techniquement dans un premier temps, puis le faire accepter dans un second temps.

Les deux premiers modes de pilotage peuvent être mis en place rapidement et facilement en maison individuelle, ils nécessitent en revanche une réflexion approfondie pour la recharge en copropriété selon le modèle d'installation choisi (colonne horizontale avec PRM permettant uniquement de piloter sa propre recharge ou installation collective gérée par un opérateur où le pilotage serait moins individualisé). La population résidant en logement collectif représentant presque la moitié de la population française, la mise en place du pilotage tarifaire et /ou dynamique pourrait donc prendre davantage de temps à se développer pour 50% de la population française.

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 ?

Nous anticipons une période de flou durant les deux prochaines années en attendant que les zones de développement soient définies, notamment pour l'éolien terrestre.

Il faut également envisager que le secteur des énergies renouvelables va de plus en plus vers les acteurs corporates, notamment pour les projets photovoltaïques.

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 ?

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 ?

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).
Nous anticipons que la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables va favoriser les installations en toiture, ombrières, et en agri photovoltaïques.

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 ?
Nous considérons que le développement de l'autoconsommation est intimement lié avec les décisions politiques appliquées à la réglementation de ce secteur. Aujourd'hui, la réglementation pour l'autoconsommation collective décourage la demande alors que ce segment est en plein croissance en Italie, en Allemagne et en Angleterre.

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 ?
Pour les professionnels du secteur : indiquez les mesures possibles pour accélérer le déploiement concret des projets, ainsi que les contraintes les plus limitantes.
L'accès au foncier et les délais administratifs sont les deux contraintes les plus limitantes au déploiement de projets sur sol en France.

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 ?
Le secteur est techniquement capable d'un rythme de croissance de 2 GW par an, voire plus. Nous considérons que le plus grand facteur influençant l'atteinte de ce chiffre sera la politique mise en place.

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 ?

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 ?

Les possibilités offertes par le repowering sont non-négligeables et pourtant difficiles à définir. Tant qu'un parc éolien tourne correctement, le propriétaire a intérêt à prolonger la durée de vie plutôt que lancer un re-développement.

5.5 - Eolien 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 ?

Nous observons actuellement une difficulté de structuration de ce secteur, avec un seul appel d'offres par an et un unique lauréat. Un flux de projets plus régulier serait bénéfique, avec plusieurs lauréats de projets attribués chaque année.

5.14 - Centrales au gaz

S'agissant du parc de cogénération au gaz, RTE retient comme hypothèse principale une réduction progressive de la taille du parc, avec peu de perspectives de transformation des unités existantes. Partagez vous cette analyse ? Si non, quelle perspective proposez-vous ?

S'agissant des installations de type cycles combinés au gaz, qui sont récentes et compétitives sur le marché européen, RTE retient comme hypothèse principale un maintien du parc en l'état, sans mise ou cocon ou fermeture dans les prochaines années, et sans modification du combustible à l'horizon 2030. En revanche, à l'horizon 2035, l'utilisation de combustibles renouvelables semble à envisager, même si de manière minoritaire. Etes-vous d'accord avec cette vision ? Quel combustible renouvelable (biométhane, hydrogène…) serait alors privilégié ? Quel serait alors le modèle de valorisation économique de ces installations ? Comment ces perspectives pourraient-elles être affectées dans un contexte macroéconomique de « mondialisation contrariée » ?

Nous sommes en phase avec la prévision de réduction progressive d'une production fossile remplacée par du biométhane et de l'hydrogène. Le combustible renouvelable actuellement privilégié est le biométhane, mais il lui manque un cadre réglementaire stable et un positionnement fort de l'Etat en sa faveur.

6.4 - Principales variantes sur les hypothèses européennes

RTE a présenté une liste de variantes possibles sur les hypothèses européennes. Lesquelles vous semblent prioritaires ? En particulier, RTE entend étudier en priorité l'incidence :

i. de la hausse du prix du gaz sur les équilibres de la production électrique en Europe,
ii. des objectifs très importants de développement de l'énergie solaire en Europe,
iii. de l'accélération du développement de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable,
iv. de la stratégie annoncée par l'Allemagne d'accroître fortement le rythme de développement des énergies renouvelables afin de sortir du charbon « à l'horizon 2030 ».

Etes-vous d'accord avec ces priorités ?

Nous sommes d'accord avec ces priorités, sauf la troisième pour laquelle nous sommes dubitatifs.

7.2 - Coût du capital

La fourchette de coût du capital (valeur réelle, après impôts) retenue dans les scénarios des Futurs énergétiques 2050 vous semble-t-elle pertinente à l'horizon 2035 étudié par le Bilan prévisionnel ?
RTE envisage de retenir une différenciation du coût du capital entre le contexte macroéconomique favorable (4% en réel après impôts) et le contexte de « mondialisation contrariée » (7% voire au-delà en réel après impôts) ». Cette méthode vous semble-t-elle pertinente ?

Il semble pertinent de différencier le coût du capital pour des technologies maîtrisées avec des délais de construction plutôt maîtrisés, à celui du coût de capital pour des technologies non maîtrisées (par exemple, le nouveau nucléaire dit EPR2). Dans le rapport RTE sur les scénarios net zéro pour 2050, RTE a retenu une hypothèse de 4% de coût de capital pour le nouveau nucléaire, ce qui paraît loin de la pratique du marché privé actuel.

7.3 - Références de coût pour les énergies renouvelables

RTE envisage de retenir, dans le scénario présentant le cadre macroéconomique le plus favorable, une hypothèse de reprise progressive de la trajectoire de diminution du coût des renouvelables envisagée avant la crise, selon le rythme présenté en annexe. Cette approche vous semble-t-elle pertinente ?
Cette approche nous semble pertinente.

Quelles références de coût souhaitez-vous voir RTE considérer pour l'actualisation de la trajectoire ?
Nous souhaiterions voir RTE considérer les courbes Lazard adaptées à la taille des projets en France.

RTE envisage de retenir, dans le scénario « mondialisation contrariée », une trajectoire différente d'évolution des coûts, traduisant les frictions dans le commerce international, voire l'impossibilité d'importer des composants clés de la part de certains pays. Cette approche vous semble-t-elle pertinente ? Quelles références de coût souhaitez-vous voir RTE considérer pour la construction de cette trajectoire ?
S'agissant spécifiquement du solaire photovoltaïque, disposez-vous d'éléments permettant de traduire les conséquences des politiques commerciales mises en place par la Chine et les Etats-Unis sur la maîtrise des composants clés de la chaîne de valeur ?
Sur la période d'étude, de premières installations renouvelables (photovoltaïques et éoliennes) pourront faire l'objet de repowering ou d'investissement de prolongation de durée de vie. Selon vous, faut-il supposer que les coûts du repowering seront équivalents au coût d'investissement de nouvelles installations ou supposer une décote (e.g. 20%, plus, moins ?)
Nous considérons qu'il serait raisonnable de considérer un temps de développement réduit d'environ 20%, qui pourrait se traduire en une décote de 20% sur le coût total de développement.

7.5 - Références de coûts pour les nouveaux réacteurs nucléaires

La mise en service du premier EPR 2 n'étant pas prévue avant 2035, la méthode d'analyse économique utilisée dans les Futurs énergétiques 2050 consiste à :

- ne pas comptabiliser les coûts associés dans l'analyse en coûts complets du système électrique sur la période 2023-2035 : pour cet indicateur, les coûts complets sont portés sur la période d'exploitation du réacteur donc au-delà de 2035 ;
- à les comptabiliser uniquement dans l'analyse de l'indicateur en dépenses d'investissement sur la période 2023-2035, dans la mesure où des investissements dans la construction des nouveaux réacteurs seront effectivement à réaliser au cours de cette période

Partagez-vous cette approche et êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées ? Pensez-vous qu'il faille comptabiliser les coûts d'investissement dans le nouveau nucléaire différemment sur la période considérée ?

Nous partageons cette approche.

8.2 - Cadrage des études sur les besoins en ressources minérales

Quels facteurs influents sur les consommations de matières proposés souhaiteriez-vous voir étudiés (mix technologique des batteries par exemple) ?
D'après vous, quelle hypothèse retenir quant à la quantité de ressources minérales (par matière) disponible dans les quinze prochaines années ? Et quelles parts de consommation de la France pour ces matières, dans leur répartition mondiale, jugeriez-vous raisonnables (part de PIB mondial, part de la population, part de consommation actuelle, part de véhicules électriques en France dans les trajectoires actuelles, autres) ?

Nous trouvons essentiel d'avoir un critère éthique de la quantité de ressources allouées à la France : la part de PIB mondial, la part de consommation actuelle et la part de véhicules électriques en France ne nous semblent pas être des critères équitables. La part de la population nous semble être le meilleur critère sélectionnable, étant donné que la France dispose de suffisamment de moyens financiers et technologiques pour inciter la population à utiliser d'autres moyens de transport que le véhicule électrique, contrairement à d'autres pays où les pouvoirs publics ont moins de capacité à investir dans les infrastructures et services publics.