uniden
UNION DES INDUSTRIES UTILISATRICES D'ÉNERGIE
ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

28 mars 2023

Réponse de l'UNIDEN à la consultation publique de RTE sur le cadrage et les hypothèses de l'étude des perspectives pour le système électrique à l'horizon 2035

Synthèse

Créée en 1978, cinq ans après le premier choc pétrolier et un an avant le second, l'UNIDEN représente les industries fortement consommatrices d'énergie actives en France, pour lesquelles les coûts d'approvisionnement en énergie et les coûts des émissions de CO2 sont un facteur essentiel de compétitivité sur le marché mondial.

Les adhérents de l'UNIDEN représentent environ **70% de la consommation énergétique industrielle en France** et sont présents dans l'énergie, l'aluminium, l'acier et les autres métaux, les matériaux de construction, le raffinage et la chimie, le verre, le papier, l'automobile, les batteries, les semi-conducteurs, les transports et l'agro-alimentaire.

Les industries énergo-intensifs dont les activités sont en amont des chaînes de valeur de l'industrie et qui sont fortement exposés aux coûts de l'énergie d'une part (l'énergie représentant jusqu'à 70% de leurs coûts de revient) et à la concurrence internationale d'autre part.

Pour maintenir et développer durablement leurs activités en France dans un contexte de transition énergétique, elles ont besoin de conditions d'approvisionnement énergétique et notamment électrique **bas carbone, prévisibles, stables et compétitives**.

C'est pourquoi, depuis sa création, l'UNIDEN prône un accès durablement compétitif à de l'énergie bas carbone et en particulier à de l'électricité décarbonée, condition *sine qua non* du maintien en Europe d'une industrie de base, fortement énergo- et/ou électro-intensive, située en amont et donc essentielle aux chaînes de valeur stratégiques ou à forte valeur ajoutée (matériaux, médicaments, équipements civils et militaires, automobile et aéronautique, batteries et électronique, agroalimentaire, etc.) et contribuant à leur décarbonation par les solutions qu'elle leur apporte.

Et, pour cela, il est nécessaire de disposer en France et en Europe d'un appareil de production et des infrastructures nécessaires à la mise à disposition des industriels électro-intensifs une électricité bas carbone en quantité suffisante, toujours disponible, fiable et compétitive.

UNIDEN - Siège social : 17 rue de l'Amiral Hamelin, 75016 Paris - **Adresse postale :** 17 rue de l'Amiral Hamelin, 75783 Paris Cedex 16
T : + 33 (0)1 40 76 44 50 - F : + 33 (0)1 45 63 61 54 - www.uniden.fr
Association Loi 1901 fondée en 1978 - SIRET N° 434 856 894 00028 - Code APE 9499Z - RCS de Paris

Réponse à la consultation

1.1. 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 ?

L'UNIDEN salue le travail de RTE et partage les enjeux de maintien et de développement d'un système de production et de transport d'électricité capable de répondre aux besoins de décarbonation de l'économie et en particulier de décarbonation de l'industrie.

L'UNIDEN souhaite insister sur les enjeux économiques : il est essentiel que le système électrique de la France et de l'Europe puisse être compétitif par rapport à celui des États-Unis ou de l'Asie, condition *sine qua non* du développement d'un tissu économique bas carbone compétitif et durable. Sur ce sujet, au-delà de l'évaluation des coûts des scénarios, l'UNIDEN souhaite qu'un regard critique sur la compétitivité réelle des différents outils mis à disposition puisse être apporté.

1.2 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 ?

La sécurité d'approvisionnement est un élément clé d'un système électrique même si la demande et en particulier les industriels devront – sans pour autant être contraints sur leur objet même - mettre à contribution leurs capacités de flexibilité pour contribuer au renforcement de la sécurité d'approvisionnement des autres utilisateurs du réseau.
Néanmoins, l'UNIDEN souhaite insister sur l'impact de la sécurité d'approvisionnement sur la compétitivité du système électrique et invite donc RTE à élaborer différents scénarios concernant le critère de sécurité d'approvisionnement et de dimensionnement du mix électrique et à chiffrer les coûts associés.

2.1 Que pensez-vous de l'approche proposée consistant à envisager deux scénarios macroéconomiques contrastés (cadre macroéconomique favorable de retour à la normale d'un côté, cadre dégradé de « mondialisation contrariée » de l'autre) pour le Bilan prévisionnel 2023 ?
A défaut, que proposeriez-vous ?

Dans l'absolu, il serait opportun d'envisager plusieurs scénarios macro-économiques puisque ceux-ci ont un impact direct sur la consommation d'électricité, comme on l'a vu pendant la crise énergétique avec l'effondrement de la demande industrielle.

Néanmoins, l'UNIDEN invite RTE à garder en tête qu'un accès à une infrastructure électrique compétitive et fiable et aussi un gage de pérennité et de résilience de l'industrie. A contrario, un scénario coûteux ne permettra pas à l'industrie de se développer et de pérenniser son niveau de production actuel.

Il est donc important de prendre en compte l'impact de la compétitivité du mix électrique sur la consommation industrielle.

Aussi, si l'UNIDEN est d'accord pour retenir d'une part un scenario dégradé correspondant à une « mondialisation contrariée », il souhaiterait qu'au cadre macroéconomique dit « favorable » de retour à la normale (qui en fait n'a rien de favorable puisqu'il traduirait la poursuite de la baisse tendancielle de la part de l'industrie dans le PIB), soit substitué celui de la « réindustrialisation profonde », en cohérence d'une part avec le cadre de référence posé par « Futurs énergétiques 2050 » et d'autre part avec les initiatives française (« France 2030 ») et européenne (NZIA).

2.2 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 ?

Cf. ci-dessus. Un scénario de réindustrialisation « profonde » doit être pris en compte, celui-ci n'étant possible qu'à condition d'un accès durablement compétitif de l'industrie à de l'électricité bas carbone.

2.3 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 ?

Un scénario de poursuite de la désindustrialisation, notamment avec l'attractivité de l'Inflation Reduction Act (IRA) américain doit être étudié, notamment dans les scénarios d'un mix électrique non compétitif par rapport aux mix asiatiques ou américains.

2.4 Que pensez-vous des ordres de grandeur proposés pour les hypothèses de croissance économique dans les scénarios (i.e. se rapprochant de +1% par an en moyenne pour le scénario macroéconomique favorable ; de l'ordre de 0,5% par an en moyenne pour le scénario de « mondialisation contrariée ») ? Faut-il envisager une croissance encore moindre dans le scénario de « mondialisation contrariée » ?
Quelle différenciation des deux scénarios envisageriez-vous en matière de rebond de croissance économique à l'horizon 2025 ?
Considéreriez-vous pertinent de différencier l'hypothèse d'inflation entre les deux scénarios ? La valeur proposée de +3% par an dans le scénario de « mondialisation contrariée » vous paraît-elle crédible ?

Si RTE ne souhaite partir que sur deux scénarios, il faut qu'ils soient contrastés :
- Un scénario favorable i.e. une croissance de 1,3% par an, une inflation maîtrisée (2%, cible BCE) et une réindustrialisation progressive autour d'un mix électrique décarboné et compétitif
- Un scénario défavorable avec une inflation à 3,5%, une désindustrialisation progressive et un mix moins compétitif.

3.1 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 ?

Pour les trois scénarios proposés par RTE : ambitieux, réaliste et dégradé, l'UNIDEN propose d'ajouter une hypothèse sur le développement de l'industrie :

- Ambitieux ou « Accélération réussie » : la décarbonation n'a de sens que si l'industrie reste en Europe et en France. Sinon, la France importera ses émissions de CO2 d'autres régions du monde. Une décarbonation réussie s'accompagne donc nécessairement d'une réindustrialisation réussie. Or, dans ce scénario, la compétitivité du mix électrique permettra-t-elle une réindustrialisation réussie ? Celle-ci peut-elle être atteinte sans donner à l'industrie, notamment, un accès aux coûts de production du nucléaire existant, intégrant ceux du grand carénage ?
- Réaliste ou « Atteinte partielle » : dans ce scénario, quelle place a l'industrie pour se développer et continuer à produire sur la base d'une infrastructure électrique bas carbone et compétitive ?
- Dégradé ou « Mondialisation contrariée » : dans ce scénario, l'industrie sera fortement concurrencée et n'aura qu'un accès partiel et dégradé à de l'électricité bas carbone à un prix compétitif. Il faudra dans ce cas faire des choix au profit de secteurs particulièrement stratégiques, au risque de déstructurer par ailleurs des chaînes de valeur entières, avec la perte de potentiel de croissance afférente. Mais aura-t-on alors les moyens de nos ambitions ?

RTE propose un scénario de réindustrialisation profonde. Ce scénario est absolument essentiel notamment si l'on veut décarboner effectivement notre économie et en particulier limiter nos importations carbonées. Ce scénario doit être analysé à l'aune de la compétitivité du mix électrique proposé.

4.1 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 ?

L'UNIDEN considère qu'un scénario de réindustrialisation est indissociable d'un scénario de décarbonation. Et, la réindustrialisation s'appuiera sur une infrastructure (production, transport, distribution) électrique bas carbone compétitive.

Sans réindustrialisation, il n'y a pas de décarbonation durable de notre économie. Et, sans mix électrique décarboné, compétitif et abondant sur le long terme, il n'y a pas de réindustrialisation.

Les Etats-Unis, avec l'IRA qui vise à créer cette infrastructure bas carbone, ne s'y sont pas trompés.

4.2 La baisse de consommation observée sur l'année 2022 dans le contexte de crise énergétique et des mesures déployées par les pouvoirs publics est-elle selon vous susceptible d'être – en tout ou partie – pérenne ? Dans l'affirmative, comment suggérez-vous de l'intégrer à la prévision de consommation de RTE

pour les prochains hivers ? Par exemple, quelle part de la baisse de consommation observée lors de cet hiver (-9% par rapport à l'historique 2014–2019) vous semblerait devoir être considérée pérenne ?
Pensez-vous que cette hypothèse devrait être corrélée aux prévisions d'évolution des prix de l'électricité ? Si oui, selon vous, à partir de quel niveau de prix de l'électricité, des baisses de consommation seraient susceptibles d'être observées ?
A plus moyen-long terme, quelle pérennité des changements comportementaux observés sur l'hiver 2022-2023 estimez-vous nécessaire d'intégrer dans les trajectoires à l'horizon 2035 ? S'agissant de changements structurels des modes de vie, quels sont ceux qui vous semblent pouvoir se matérialiser sur l'horizon concerné ?
Comment modifieriez-vous les hypothèses d'efficacité énergétique dans un scénario de retard sur l'atteinte des objectifs climatiques (scénario B) ?
Comment modifieriez-vous les hypothèses de sobriété et d'efficacité énergétique dans un contexte macroéconomique de « mondialisation contrariée » (scénario C), notamment du fait de conditions financières plus contraintes pour la consommation et la réalisation des investissements ?

La baisse de consommation de 2022 est essentiellement liée à la baisse de la consommation industrielle, incapable de supporter les hausses de coûts de l'énergie de 2022.

Si le mix électrique ne permet pas de rétablir la compétitivité avec les Etats-Unis, le Canada, l'Inde, le Moyen-Orient ou la Chine, principaux concurrents de la France et l'Europe, cette baisse de consommation sera durable et le scénario de réindustrialisation décarbonée ne tiendra pas.

Pour ce qui concerne l'efficacité énergétique, les industriels ont depuis longtemps réduit leurs consommations unitaires et à présent, leur décarbonation passe par un accès durable à de l'électricité bas carbone compétitive.

4.3 L'inflexion à la hausse de la consommation électrique anticipée par les politiques d'accélération de l'électrification ne s'est pas encore matérialisée à ce jour. A quelle échéance estimez-vous qu'une telle orientation puisse être observée ?
Que pensez-vous de ce bouquet de trajectoires de consommation envisageables pour le prochain Bilan prévisionnel ? Considéreriez-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 ?
Quelles autres trajectoires souhaiteriez-vous voir étudiées ?

Une hausse de la consommation industrielle n'est possible qu'à la condition d'un accès durablement compétitif à de l'électricité bas carbone.

4.4 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 ?

NSP

4.5 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 ?
A court, moyen et long terme, pensez-vous qu'une baisse pérenne de la température du chauffage dans les logements individuels devrait être intégrée dans les trajectoires de consommation, conformément aux recommandations faites par le Gouvernement cet hiver ? Si oui, de combien de degrés ?
Concernant les changements structurels de modes de vie, lesquels vous semblent adaptés dans le secteur résidentiel ? (exemple : réduction de la surface par habitant, recohabitation, 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.)
Dans un contexte de mondialisation contrariée, quels effets significatifs sur la consommation des ménages envisageriez-vous ? Quels leviers de la transition énergétique seraient priorisés par les différentes parties prenantes susceptibles d'être dans un contexte de ressources financières contraintes et de prix plus élevés ?

NSP

4.6 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 ?

NSP

4.7 RTE retient une hypothèse centrale de développement des data centers à hauteur de 3,5 GW de capacité totale à l'horizon 2035, représentant une vingtaine de TWh de consommation. Partagez-vous cette analyse ?
Pour les professionnels du secteur : préciser les hypothèses (localisation, puissances unitaires, rythme de développement) devant être intégrées à l'analyse.

NSP

4.8 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 ?

NSP

4.9 Pour les industriels : à court terme, afin de rebaser la trajectoire prévisionnelle de consommation électrique de l'industrie, quelles sont vos hypothèses en matière d'activité industrielle au cours des trois prochaines années ? Quelle part de la production industrielle française vous semble avoir été perdue au cours des trois dernières années (crise sanitaire et crise énergétique) ?
Pour les industriels : à moyen-long terme, sur la base des différentes projections disponibles, RTE envisage de retenir une hypothèse de développement de la consommation d'électricité et de production électrolytique d'hydrogène pour les besoins industriels portée à près de 140 TWh en 2030 (dont 25 TWh pour l'hydrogène) et de 160 TWh en 2035 (dont 40 TWh pour l'hydrogène), contre 109 TWh en 2021. Etes-vous d'accord avec cette projection ? Pensez-vous que certaines évolutions de la demande en biens (évolution à la baisse de la construction neuve, limitation des nouveaux projets d'infrastructures routières…) pourraient avoir un impact significatif sur l'activité industrielle de certains secteurs et si oui dans quelle ampleur ? Voyez-vous des alternatives à l'utilisation de l'électricité ou de l'hydrogène pour décarboner l'industrie (biomasse, CCS…), susceptibles de se développer massivement ? Merci de détailler les projets dont le degré d'avancement vous semble suffisamment avancé pour justifier une mise en service d'ici 2030.
Le scénario A implique une accélération de l'électrification et un effort de réindustrialisation. Quels prérequis vous semblent nécessaires, notamment en matière de perspectives de prix (niveau et visibilité) au cours des prochaines années, pour ce type de scénario ? Merci de fournir, le cas échéant, des comparatifs internationaux, et de différencier la réponse selon le type d'industrie considéré (industries de base, de transformation et d'assemblage notamment, qui ne sont pas exposées de la même manière à la concurrence internationale).

L'économie française a été marquée, depuis une vingtaine d'années, par un mouvement de désindustrialisation reflété par une baisse de la consommation du secteur industriel. L'inflexion à la hausse anticipée par les objectifs d'électrification ne s'est pas encore matérialisée à ce jour. Quand estimez-vous que l'inflexion dans la consommation industrielle pourrait se produire ?
Comment traduiriez-vous le contexte de mondialisation contrariée en matière d'évolution de la production industrielle et de la balance commerciale ? Quels secteurs seraient selon vous à risque et comment ce risque se matérialiserait concrètement ? Quelles politiques et mesures de soutien à l'industrie et/ou de relocalisation de certaines productions vous sembleraient les plus pertinentes ?

Par rapport aux 115 TWh de 2019 (certes tombés à 109 en 2021), la proposition de retenir 140 en 2030, dont 25 TWh d'hydrogène, consiste donc à considérer une stagnation totale de la consommation industrielle sur sept ans, sans considérer donc tous les projets d'investissements en cours avec en parallèle un maintien de l'existant !

L'UNIDEN propose donc que le scénario de réindustrialisation soit un peu réévalué (à condition, comme toujours d'avoir un mix de production d'électricité décarbonée compétitif, disponible et accessible), ainsi :

tmca	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*	*2029*	***2030***
1,018	115	117	119	121	124	126	128	130	133	135	137	**140**
1,028			**109**	112	115	118	122	125	129	132	136	**140**
	2019	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*	*2029*	***2030***
1,021	115	117	120	122	125	128	130	133	136	139	142	**145**
1,032			**109**	112	116	120	124	128	132	136	140	**145**

4.10 Sur la base d'analyses détaillées du secteur industriel français (CEREN, EACEI…), tant sur les usages de procédés que sur les usages transverses (éclairage, moteurs, air comprimé, production de froid, ventilation, pompage…), RTE envisage de retenir une hypothèse selon laquelle les gisements de sobriété identifiés, notamment ceux à temps de retour courts ou moyens, seraient largement exploités, avec à la clé un effet baissier de 6 à 10 TWh à l'horizon 2030. Cette projection vous semble-t-elle pertinente ? Dans l'affirmative, quels seraient selon vous les prérequis pour le déclenchement de ces opérations d'efficacité énergétique ?
Concernant les changements structurels dans la consommation électrique de l'industrie, lesquels vous semblent susceptibles de se matérialiser dans un contexte de sobriété planifiée (e.g consommation d'une alimentation moins transformée, allongement de la durée de vie des équipements, baisse de la vente de véhicules et fabrication de véhicules plus petits, réduction de la construction, recours à des matériaux biosourcés dans la construction, économie circulaire, limitation des emballages, de la publicité, du plastique à usage unique, moins de construction neuve, etc.) ?

Les industriels membres de l'UNIDEN sont engagés depuis de nombreuses années dans la réduction de leur consommation énergétique. Les hypothèses prise par RTE sont ambitieuses à ce titre car la plupart des efforts ont déjà été réalisés.

A présent, pour poursuivre leur décarbonation, les industriels devront avoir les moyens d'investir dans des technologies de rupture et d'électrifier les procédés qui peuvent être électrifiés, ce qui ne sera possible qu'à la condition d'un accès durablement compétitif à de l'électricité bas carbone.

4.11 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.
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 ?
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 ?
Concernant le transport fluvial : RTE retient un développement de ce transport et du branchement électrique des navires à quai, à hauteur de 0,5 TWh à l'horizon 2030-2035. Etes-vous d'accord ?
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 ?

NSP

4.12 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 ?
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 ?
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.
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 doive 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 ?

NSP

4 .13 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) ?
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 ?
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 ?

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…) ?
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 ?

L'électrolyse de l'eau constitue une technologie mature sans barrière à l'entrée technologie. Le développement de l'H2 passera donc par le développement de l'infrastructure électrique sous-jacente.

L'UNIDEN recommande d'orienter les productions d'électricité compétitive bas carbone vers les usages qui permettent, par rapport au scénario contrefactuel (importation de produits carbonés, production à partir d'énergie fossile, etc.), de réduire le plus les émissions de CO2.

Ce faisant, les usages d'H2 bas carbone à privilégier seront nécessairement orientés vers l'industrie consommatrice d'H2 (chimie, etc.) ou qui a besoin d'H2 pour décarboner ses procédés (sidérurgie, etc.).

4.14 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 ?
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 qui constituent ces volumes ?
Aux mêmes horizons, vous semble-t-il nécessaire d'étudier l'opportunité de coupler 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 ?
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 ?

Sans accès durable à de l'électricité décarbonée et compétitive, l'industrie va continuer à baisser ses consommations d'électricité et les flexibilités activables seront moindres. A contrario, un scénario de réindustrialisation qui s'appuie sur certains usages flexibles peut permettre d'apporter la stabilité dont le réseau électrique a besoin dans un scénario où le développement des ENR intermittentes est massif.

4.15 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 ?

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 ?
S'agissant de la mobilité lourde, quelles sont les tendances sur les contraintes et modes de recharge qu'il vous semble nécessaire de prendre en compte dans l'analyse aux horizons 2030 et 2035 ?

NSP

4.16 Selon vous, des modes de fonctionnement spécifiques pour les électrolyseurs devraient-ils être considérés ? Quelles seraient les hypothèses sous-jacentes au développement de ces différents modes ? Quel niveau de flexibilité peut-on attendre des électrolyseurs à l'horizon considéré par le prochain Bilan prévisionnel ?
RTE propose de considérer une évolution progressive des modes de fonctionnement des électrolyseurs vers une flexibilité croissante :
• à l'horizon 2030, le développement de capacité de stockage d'hydrogène resterait limité, sous forme de petites capacités situées proches des zones de consommation (stockages surfaciques, petites cavités minées). En l'absence de développement massif du stockage et pour favoriser l'amortissement des coûts fixes, RTE propose de considérer que la plupart des électrolyseurs fonctionneront en base, avec des possibilités d'effacement ponctuel limitées à quelques dizaines d'heures en s'appuyant éventuellement sur des petits stockages diffus. En complément, certains électrolyseurs pourraient avoir des modes de fonctionnement plus flexibles, en s'appuyant sur le maintien de capacités de vaporeformage de méthane ;
à l'horizon 2035, la mise en service de stockage massifs d'hydrogène (par reconversion ou création de cavités salines) et leur connexion avec certains bassins industriels permettrait de faire évoluer les modes de fonctionnement des électrolyseurs en permettant une optimisation entre l'amortissement des CAPEX des électrolyseurs et le prix de l'électricité : à cet horizon, RTE considère qu'une part significative des électrolyseurs pourrait ainsi adopter un mode de fonctionnement optimisé et modulé dans l'année en fonction des prix.
Etes-vous d'accord avec cette approche ? Selon vous, quels sont les modes de fonctionnement (ou répartition entre modes de fonctionnement) qui devraient s'imposer aux différents horizons considérés ? Selon vous, comment assurer la cohérence entre le principe d'un fonctionnement majoritairement en base des électrolyseurs avec un objectif de capacité installée de 6,5 GW et une consommation électrique d'environ 30-35 TWh à l'horizon 2030 ?

Les développements des électrolyseurs doivent être compatibles avec l'évolution du parc décarboné. En d'autres termes : il faut aligner le scénario du mix électrique (et son intermittence) avec l'évolution du mix de consommation.

Il n'y a pas de développement possible ni souhaitable (i.e. massivement subventionné avant même d'avoir mis l'infrastructure électrique en place) de l'H2 par électrolyse sans création de l'infrastructure électrique ad hoc. Et cette technologie mature et disponible sans barrière à l'entrée (ce qui n'est pas le cas de l'usage de l'H2, notamment pour l'industrie) se développera sur la base du mix avec ses contraintes notamment de besoins de flexibilité afférents.

5.1. 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 ?

Il est nécessaire d'aligner les usages et notamment la flexibilité requise sur le développement de ces filières intermittentes.

5.2 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 oeuvre.
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) ?

Dans un scénario de décarbonation profonde de notre économie il est nécessaire de maximiser le productible hydraulique.

5.3 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).
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 ?
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.
Pour les professionnels du secteur : indiquez le nombre d'installations solaires à renouveler/ remplacer durant les 15 prochaines années.

Dans les scénarios de développement des renouvelables, l'UNIDEN souhaiterait que RTE puisse mesurer l'impact d'un financement de ces installations par des subventions au CAPEX, qui permettent de réduire les risques, d'accélérer les investissements et de faire bénéficier les consommateurs d'un prix compétitif de l'électricité en résultant. A l'instar de ce que font les Etats-Unis dans le cadre de l'IRA.

Par ailleurs, le lien ENR – industrie via des PPA doit permettre d'accélérer le développement de l'offre et de l'aligner sur les besoins long-terme de la demande, notamment industrielle.

5.4. 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 ?
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.
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 ?
Si vous êtes un porteur de projets : veuillez indiquer la taille de la file d'attente, les mesures possibles pour accélérer le déploiement concret de vos projets et, le cas échéant, le nombre d'installations éoliennes à renouveler/remplacer durant les quinze prochaines années.
Dans quelle mesure ces perspectives pourraient-elles être affectées par un contexte macroéconomique de « mondialisation contrariée » ?

Dans les scénarios de développement des renouvelables, l'UNIDEN souhaiterait que RTE puisse mesurer l'impact d'un financement de ces installations par des subventions au CAPEX, qui permettent de réduire les risques, d'accélérer les investissements et de faire bénéficier les consommateurs d'un prix compétitif de l'électricité en résultant. A l'instar de ce que font les Etats-Unis dans le cadre de l'IRA.

Par ailleurs, le lien ENR – industrie via des PPA doit permettre d'accélérer le développement de l'offre et de l'aligner sur les besoins long-terme de la demande, notamment industrielle.

5.5 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 ?
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 ? Dans l'affirmative, quelles conséquences industrielles et économiques sur la filière cela entraînerait-il ?
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 ?

Le développement de l'éolien en mer avec sa production plus constante et prévisible et son prix compétitif est un atout pour l'industrie française.

Il est donc nécessaire d'envisager des financements au CAPEX assortis de PPA orientés vers l'industrie fortement soumise à la concurrence internationale (et donc éviter des importations de carbone) ou qui a besoin d'électricité pour décarboner son activité.

5.6 S'agissant des bioénergies, RTE propose de retenir un développement très limité, étant donné les priorités poursuivies par les pouvoirs publics en matière d''utilisation de la biomasse énergie (environ 25 MW par an de centrales au biogaz d'ici 2030 puis une stabilisation du parc biogaz et pas de nouvelles centrales à biomasse hors projets de reconversion).
Partagez-vous les hypothèses proposées pour les bioénergies ? A défaut, veuillez indiquer vos propositions alternatives et préciser leur compatibilité avec la stratégie globale d'utilisation de la biomasse en vue d'atteindre la neutralité carbone.
S'agissant des énergies marines, RTE considère que leur développement à l'horizon 2030-2035 devrait demeurer marginal (seuls quelques projets de démonstrateurs ou expérimentaux ne pouvant émerger). Partagez-vous cette hypothèse ? Sinon, veuillez indiquer les filières pouvant être déployées au cours des quinze prochaines années et les jalons qui permettraient un tel déploiement.
Voyez-vous d'autres filières de production renouvelable susceptibles de se développer de façon significative aux horizons traités dans le prochain Bilan prévisionnel ?

Dans les scénarios de développement des renouvelables, l'UNIDEN souhaiterait que RTE puisse mesurer l'impact d'un financement de ces installations par des subventions au CAPEX, qui permettent de réduire les risques, d'accélérer les investissements et de faire bénéficier les consommateurs d'un prix compétitif de l'électricité en résultant. A l'instar de ce que font les Etats-Unis dans le cadre de l'IRA.

Par ailleurs, le lien ENR – industrie via des PPA doit permettre d'accélérer le développement de l'offre et de l'aligner sur les besoins long-terme de la demande, notamment industrielle.

5.7 RTE envisage de retenir comme hypothèse centrale une résorption des problèmes de corrosion sous trois ans. Que pensez-vous de cette prise en compte spécifique des répercussions du problème de CSC sur la disponibilité du parc nucléaire sur les hivers jusqu'à 2026 ?
L'approche proposée pour la modélisation de la disponibilité du parc sur la période 2024-2027 vous semble-t-elle pertinente ? A défaut, quelles données et/ou approche préconiseriez-vous ?

Afin d'évaluer la résilience du système, RTE propose d'ajouter aux stress-tests pré-existants un stress-test de type « défaut générique sur les tranches nucléaires » d'une ampleur analogue à celui du problème de CSC actuel. Il pourrait s'agir de quantifier l'effet sur le système électrique des prochaines années d'un niveau de disponibilité du parc nucléaire équivalent à celui rencontré lors de l'hiver 2022-2023. Cette approche vous semble-t-elle pertinente ? Si non, que suggérez-vous en termes de dimensionnement de ce stress-test ?

Le mix électrique français bénéficie du nucléaire existant, infrastructure essentielle pour le maintien d'une industrie bas carbone en France et le développement d'une industrie plus verte dans une démarche de réindustrialisation que l'UNIDEN appelle de ses vœux.

Ce mix électrique est d'autant plus compétitif que la production en est maximisée (les coûts sont essentiellement fixes).

Tous les efforts d'EDF doivent donc être orientés vers la maximisation du productible et sa disponibilité à un prix compétitif pour l'industrie et sa décarbonation.

5.8 RTE propose de retenir une hypothèse de mise en service de l'EPR de Flamanville conforme à celle communiquée par EDF (au T1 2024). RTE propose aussi de retenir une hypothèse en intégrant des arrêts pour le changement du couvercle de la cuve et pour une première visite complète à l'issue d'un cycle entier du combustible entre fin 2024 et début 2026. Ces hypothèses vous semblent-elles crédibles ou avez-vous d'autres propositions ?
A défaut, et compte tenu des incertitudes autour de l'échéance du changement de couvercle et de l'issue de l'instruction à venir par l'ASN, quel planning vous semblerait-il pertinent de retenir en particulier s'agissant de la date du premier arrêt pour rechargement ? Quelles durées vous semblerait-il crédible de retenir pour ces arrêts ?
Compte tenu du retour d'expérience sur l'EPR d'Olkiluoto ainsi que sur le réacteur n°1 de Taishan et la problématique des fluctuations neutroniques, convient-il selon vous d'envisager d'autres impacts sur la date de mise en service, la durée de la première visite, la disponibilité et/ou des limitations de la manoeuvrabilité de l'EPR de Flamanville ?
La modélisation de la disponibilité de l'EPR proposée après la phase de chargement, et après le changement du couvercle vous paraît-elle crédible ?

Tous les efforts doivent être déployés par EDF pour assurer une mise en service rapide de l'EPR de Flamanville et en maximiser la disponibilité et le productible.
Les hypothèses de RTE doivent être aussi optimistes que possible sur ces sujets.

5.9 RTE envisage de retenir une hypothèse prudente de production du parc existant de l'ordre de 350 TWh, à capacité identique, à compter de 2025. Cette hypothèse vous semble-t-elle fondée ? Si non, quel autre niveau de productible intégrer et pourquoi ? Estimez-vous nécessaire de prévoir une trajectoire de réduction progressive de la productibilité du parc pour rendre compte de son vieillissement, ou cette idée n'est-elle pas adaptée ?
S'agissant de la capacité installée du parc de deuxième génération, au vu de l'intention affichée du Gouvernement de prolonger la durée de vie des réacteurs, RTE envisage d'étudier (i) une trajectoire de maintien de la totalité de la puissance installée au cours des prochaines années et (ii) une trajectoire consistant en un lissage des fermetures des réacteurs entre VD5 et VD6 à partir de 2030, conduisant à un nombre limité de déclassements à 2035. Partagez-vous ces principes ?
La période d'étude du Bilan prévisionnel intègre la quatrième visite décennale des réacteurs de 1300 MW et la cinquième visite décennale de ceux de 900 MW. S'agissant des réacteurs de 1300 MW, RTE envisage d'adopter les mêmes principes de modélisation que pour les 900 MW. Partagez-vous cette approche ?

Dans les Futurs énergétiques 2050, la durée de vie des réacteurs était supposée, dans le cas général, bornée à 60 ans. Depuis, l'ASN a annoncé engager une réflexion sur les conditions dans lesquelles les réacteurs pourraient être prolongés au-delà de 60 ans. La cinquième visite décennale pourrait donc ne pas être la dernière, et intégrer le besoin d'investissements spécifiques destinés à envisager un fonctionnement des réacteurs de deuxième génération jusqu'aux années 2050 (alors que, dans les études précédentes, cette VD était supposée plus légère). Par conséquent, la cinquième visite décennale des réacteurs de 900 MW présente-t-elle selon vous un risque particulier (capacité industrielle / technique…) conduisant à augmenter les durées d'arrêts ?
Pour EDF : merci de communiquez toute information de nature à permettre l'établissement de trajectoires différenciées de production du parc de deuxième génération, de sorte à traduire les risques et opportunités identifiés à ce stade de nature à influer sur la production des réacteurs.

Cette hypothèse prudente ne nous semble pas alignée avec les besoins du mix électrique d'un nucléaire pleinement disponible et dont la production n'est pas modulée. L'UNIDEN considère donc que le productible doit être calé à un plancher de 370 TWh à partir de 2025. Par ailleurs les investissements de grand carénage (4,5 G€ / an) ont précisément pour but, outre la réhausse du niveau de sûreté, de pallier le vieillissement qui permet l'allongement de la durée de vie. Il n'y a donc pas lieu de faire une hypothèse à ce sujet**.**
L'UNIDEN ne se prononce pas sur les modalités de prolongement du parc, qui devront nécessairement être différenciées et couplées avec l'entrée en service des nouveaux réacteurs, mais considère qu'à partir du moment où aux Etats-Unis des réacteurs qui sont rigoureusement de la même technologie sont engagés dans le processus d'extension de leur durée de vie au-delà de 60 ans, il n'y a aucune raison objective de ne pas faire de même en France.

La maximisation du productible doit clairement être analysée par RTE, notamment en termes d'impacts sur la compétitivité du mix électrique et sa capacité à accompagner la décarbonation de notre économie.

5.10 Les nouveaux réacteurs nucléaires sont annoncés pour l'horizon 2035, vraisemblablement entre 2035 et 2040. RTE propose de n'intégrer aucun nouveau réacteur dans les différents scénarios à l'horizon 2030-2035. Partagez-vous cette hypothèse ?
Quel pourrait être l'impact de la future loi sur l'accélération du nucléaire ? Selon vous, comment la mise en service des EPR2 s'articulera avec la fermeture du nucléaire existant notamment dans le contexte actuel de réexamen du plafond sur la capacité totale installée ?
Est-il envisageable que des SMR soient construits pour le système électrique français sur la période 2030-2040 en accompagnement du déploiement des EPR2 ? Si oui quelles capacités, quelles localisations (sites existants / nouveaux sites), quelles échéances, et quelles disponibilités envisagez-vous pour ces unités ? Pour quels usages (électrique, autres) ?

Le plafond légal sur la capacité totale installée doit être abrogé. Les hypothèses sur le démarrage commercial de la première nouvelle paire de tranches doivent être fournies par EDF, seul à même d'en juger. A EDF de la même façon de proposer une – ou plusieurs stratégies – de gestion couplée des arrêts de tranches existantes avec le démarrage des nouvelles.
De façon générale, les nouveaux réacteurs sont une solution prometteuse pour obtenir un mix électrique décarboné à condition qu'ils soient compétitifs.

5.11 Faut-il reconduire aux horizons étudiés les hypothèses actuelles de flexibilité du parc, ou bien envisager une évolution de certains paramètres (Pmin, délai de préparation pour modulation de type suivi de charge, gradient de modulation, politique de gestion de combustible, durées minimales de marche/arrêt, autres…), dans ce cas, de quelle manière ?

Peut-on considérer que la stratégie de rechargement des réacteurs nucléaires restera à long terme comparable à aujourd'hui ? Si non, quelles évolutions faut-il prendre en compte et quel impact sur les plannings de rechargement ?
Concernant les EPR quelles hypothèses de flexibilité faut-il considérer ?

Le parc nucléaire n'a pas vocation à être flexible. Sa compétitivité dépend directement de son taux d'utilisation qui doit être maximisé.

5.12 Conformément aux orientations publiques, RTE retient comme hypothèse de référence une fin de la production d'électricité à base de charbon étalée entre 2024 et 2026. Souhaitez-vous examiner d'autres variantes ?
Souhaitez-vous étudier spécifiquement les gains en matière de sécurité d'approvisionnement associé à la prolongation des centrales existantes avec changement du combustible ?
Pour les exploitants de centrales au charbon : la fin de la production au charbon n'équivaut pas à la fin de l'activité énergétique sur les sites en question : différents projets sont actuellement à l'étude pour (i) prolonger le fonctionnement des centrales actuellement encore en service en modifiant son combustible (notamment conversion à la biomasse) et/ou (ii) installer des unités de production d'hydrogène par électrolyse sur certains sites historiques de production au charbon. Pour chaque site, précisez les perspectives industrielles envisagées à date, la date à laquelle le charbon deviendrait le combustible minoritaire, l'échéance à laquelle la production deviendrait entièrement décarbonée, ainsi que les coûts associés à la conversion (CAPEX, OPEX en utilisant de nouveaux combustibles) ou l'implantation d'autres activités énergétiques, et les conditions d'ensemble de rentabilité de l'opération (soutien public, garantie de long terme sur les volumes, etc.)

La biomasse doit être en priorité orientée vers les usages chaleur de l'industrie et non vers la production d'électricité qui présente des technologies plus efficaces de production bas carbone que la biomasse.

L'UNIDEN demande donc à RTE de prendre en compte les conflits d'usage sur la biomasse avec de prendre une hypothèse de conversion des centrales charbon en centrales biomasse.

5.13 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 » ?

Les installations de cogénération au gaz sur des sites industrielles sont des outils de production d'électricité pilotables particulièrement efficaces.

L'UNIDEN recommande de maintenir dans les hypothèses le parc existant de cogénération sur des sites industriels.

5.15 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 ?
Le code de l'énergie prévoit la possibilité de mettre en oeuvre 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 ?
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) ?

Avant de développer les batteries, il faut avoir pris soin de valoriser la flexibilité industrielle à son maximum, au bénéfice de sa compétitivité mais aussi de la compétitivité de l'infrastructure électrique.

5.16 RTE ne prévoit pas le développement de stockages d'hydrogène ou la mise en place de procédés de méthanation pour les besoins spécifiques du système électrique d'ici 2030 ou 2035 (sans préjudice de la possibilité de développement de stockages d'hydrogène pour les besoins industriels au-delà de 2030). Etes-vous d'accord avec ces principes ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?

Oui, l'UNIDEN est d'accord avec ces principes

6.1 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 ?

Le développement des interconnexions permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement mais il ne doit pas se faire au détriment de l'accès des consommateurs français à la compétitivité du mix électrique français.

6.2 La modélisation du fonctionnement du système intègre les autres pays européens. Pour décrire l'évolution possible du mix électrique au sein de ces pays, RTE entend retenir des visions contrastées, et notamment (i) une trajectoire où chaque pays atteint ses objectifs nationaux en cohérence avec les objectifs européens du Green Deal et (ii) une trajectoire de retard dans la mise en oeuvre des objectifs publics. Etes-vous d'accord avec ces principes ? Sur quels scénarios proposez-vous de vous appuyer pour construire ces trajectoires nationales ?
Quelles trajectoires de développement de mix de référence pour les pays voisins souhaiteriez-vous voir intégrer ?
Quel niveau d'ambition vous parait-il pertinent d'intégrer afin de rendre les trajectoires les plus crédibles possibles ?

La France ne doit pas être le château d'eau électrique de l'Europe. L'industrie française doit pouvoir s'approvisionner sur le mix français en priorité.

6.3 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 ?

Non.

6.4 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 ?

Oui, globalement, l'UNIDEN est d'accord avec ces priorités à l'exception de l'accélération du développement de l'H2 bas carbone et renouvelable qui est conditionné à un mix bas carbone et renouvelable suffisant.

7.1 La méthodologie de chiffrages économiques de scénarios des *Futurs énergétiques 2050* vous semble-t-elle toujours pertinente pour une analyse sur quinze ans ? Souhaitez-vous intégrer d'autres dimensions dans l'analyse économique ?

Oui, l'UNIDEN est favorable à la méthode du coût complet annualisé et serait particulièrement opposée au coût courant économique qui n'aurait aucun sens pour les consommateurs.

7.2 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 ?

L'UNIDEN souhaite que le coût du capital puisse être encore réduit avec des mécanismes de soutien à l'investissement.

A défaut, le 4% ne sera pas atteignable, même avec des CFD.

Or, le financement du CAPEX est un élément clé de la compétitivité du mix électrique sur le long-terme.

Une réflexion sur ce sujet doit être entamée avec plusieurs sensibilités, que devrait pouvoir construire RTE pour alimenter le débat.

7.3 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 ? Quelles références de coût souhaitez-vous voir RTE considérer pour l'actualisation de la trajectoire ?
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 ? Précisez votre réponse) par rapport au coût d'investissement de nouvelles installations compte tenu d'infrastructures existantes (foncier, réseau électrique interne, génie civil déjà réalisé…) ?
Partagez-vous les hypothèses de coûts normatives pour l'hydraulique que RTE propose pour cet exercice (environ 50 €/MWh pour le coût d'exploitation et de prolongation des grandes installations déjà amorties et jusqu'à 100 à 150 €/MWh pour les plus petites installations) ? Sinon, avez-vous d'autres hypothèses à proposer ?
Nous vous invitons à nous renvoyer les tableaux en annexe modifiés si vous pensez nécessaires de changer certaines hypothèses chiffrées.

NSP

7.4 RTE envisage de retenir un coût du nucléaire existant se fondant sur les publications de la Cour des comptes. Partagez-vous cette approche et les valeurs retenues ? Souhaitez-vous proposer une méthodologie et des valeurs alternatives ? Sur quels fondements ?
RTE considère à ce stade que le coût du nucléaire existant est très faiblement dépendant de la conjoncture internationale, et donc indifférencié selon les scénarios. Partagez-vous cette approche ?
Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE a intégré un coût d'investissement pour la prolongation de dix ans de la durée de vie des réacteurs de 650 €$_{2020}$/kW avant 2035 puis de 440 €$_{2020}$/kW après 2035, considérant qu'à ces échéances, le montant de réinvestissement était plus faible du fait de la fin d'exploitation des réacteurs prévue à 60 ans au plus tard. La perspective d'un allongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 60 ans conduit-elle à modifier ces hypothèses, et si oui comment ?
Pour les hypothèses chiffrées, plus détaillées, nous vous invitons à nous renvoyer les tableaux en annexe

L'UNIDEN partage ces hypothèses sur les coûts de production du nucléaire mais souhaite que RTE élabore des scénarios de maximisation du productible permettant d'améliorer la compétitivité du MWh d'électricité nucléaire produite.

7.5. 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 ?

L'UNIDEN partage cette approche réaliste de RTE.

7.6. Pour les porteurs de projet de conversion des sites des centrales au charbon : merci de fournir tout élément économique permettant d'intégrer les projets à l'analyse économique de la trajectoire (trajectoire de substitution entre charbon et biomasse, coûts associés à la conversion – CAPEX, OPEX)
Pour les porteurs de projet de conversion de turbines à combustion au fioul : merci de fournir tout élément économique permettant d'intégrer les projets à l'analyse économique de la trajectoire (trajectoire de substitution entre charbon et biocombustibles liquides, coûts associés à la conversion – CAPEX, OPEX)
Pour tous : partagez-vous les hypothèses de coût pour la conversion ou la construction de cycles combinés utilisant l'hydrogène comme combustible principal ? Partagez-vous également les hypothèses pour les installations électriques fonctionnant aux bioénergies ?

NSP

7.7 RTE propose de retenir une poursuite de la tendance baissière sur les coûts des batteries à long terme, avec une hypothèse de baisse d'environ -40% sur quinze ans, dans un contexte macroéconomique favorable. Partagez-vous cette hypothèse ? Selon vous, quels peuvent être les impacts d'éventuelles tensions sur les chaînes d'approvisionnement dans certains matériaux et équipements sur l'évolution des coûts des batteries à moyen / long terme ?
Pour la flexibilité de la demande, RTE propose de retenir un coût annualisé de développement et de mobilisation de l'effacement industriel de l'ordre de 60 k€/MW/an pour les effacements explicites valorisés sur les marchés. Quel coût préconisez-vous de retenir pour la mise en place d'effacement supplémentaire en fonction du gisement mobilisé, en fonction des secteurs (industriel, tertiaire, résidentiel) et du type d'effacement (pilotage tarifaire, pilotage dynamique, réaction aux signaux Ecowatt) ?

Les batteries seront toujours moins efficaces qu'une rémunération de la flexibilité d'un consommateur. A prendre en compte dans les mécanismes de valorisation de la flexibilité.

7.8. Etes-vous favorable avec l'approche proposée de construction des scénarios de prix des combustibles fossiles, ainsi qu'aux principes de différentiation des trajectoires proposées ?
Partagez-vous les trajectoires d'évolution des prix proposées pour les deux cadres macro-économiques, en particulier concernant le gaz et le charbon ?
Trouvez-vous pertinent de retenir le dernier scénario APS de l'AIE comme hypothèse de prix du CO2 (EUA) commune aux deux cadrages macroéconomiques ?
Pensez-vous nécessaire de réviser l'hypothèse de coût du biométhane et/ou l'approche retenue de calcul du prix moyen du gaz vu par les centrales électriques ? Envisageriez-vous une différentiation du coût du biométhane entre les deux scénarios ?

Le prix du CO2 sur un mix décarboné n'a que peu d'intérêt. L'important n'est pas ce qu'aurait été le prix de l'énergie fossile mais le prix auquel ont accès les concurrents des membres de l'UNIDEN en Asie et en Amérique.

8.1 Voyez-vous des analyses complémentaires à mener sur les émissions de gaz à effet de serre ?
RTE envisage de modifier le facteur d'émission du gaz fossile pour tenir compte de la modification des sources d'approvisionnement suite à la guerre en Ukraine. Voyez-vous d'autres ajustements à apporter par rapport aux *Futurs énergétiques 2050* ?

NSP

8.2 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) ?

La disponibilité du combustible nucléaire sera clé dans le scénario de développement massif de cette ressource indispensable à la construction d'un mix électrique bas carbone compétitif.