UNIDEN
UNION DES INDUSTRIES
UTILISATRICES D'ÉNERGIE

ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

4 mars 2021

Réponse de l'UNIDEN
à la consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios
du bilan prévisionnel long-terme « futurs énergétiques 2050 »

Synthèse

L'UNIDEN salue l'exercice complet et objectif réalisé par RTE pour construire les différents scénarios du bilan prévisionnel 2050.

Afin de garantir l'atteinte de l'objectif très ambitieux d'un mix 100% bas carbone à l'horizon 2050, l'UNIDEN recommande fortement un scénario progressif, pragmatique donc adaptable, résilient et durable qui s'appuie sur :

- **Un maintien du parc nucléaire existant et la maximisation de son « productible »** avec, en fonction des échéances réglementaires qui auront été retenues, un renouvellement progressif garantissant l'utilisation maximale des capacités de production nucléaire ;
- **Un développement progressif et au meilleur coût complet pour la collectivité des énergies renouvelables** et de la fonction stockage correspondante ;
- Une **analyse objective des cycles de vie des technologies** mises en œuvre pour s'assurer de la pertinence des politiques déployées ;
- Une **flexibilité au meilleur coût** grâce à la mobilisation à long terme des capacités d'effacement et d'adaptation de la consommation des industriels.

L'atteinte de l'objectif de décarbonation du mix électrique de la France ne sera possible qu'à la condition que :

- **L'offre d'électricité et donc ses conditions de production soient durablement compétitives** afin de favoriser les transferts d'usage et l'électrification des procédés et permette le maintien de nos industries, y compris les plus électro-intensives, sur le territoire national ;

- **La sécurité d'approvisionnement en général** et de l'industrie en particulier soit assurée en toutes circonstances, que la production électrique soit dès lors adaptée en permanence à la demande et que des quantités suffisantes d'électricité soient ainsi rendues disponibles au fur et à mesure de la croissance des besoins pour accélérer les transferts d'usage et l'électrification des procédés ;

- **L'efficacité énergétique** continue à être stimulée partout où subsistent des gisements de progrès, car elle demeure la solution la plus efficace pour le climat au moindre coût pour la collectivité ;

- **L'organisation du marché** permette non seulement un pilotage fin des besoins et des outils mis en œuvre (pour éviter les effets d'aubaine qui ont existé dans le passé) ainsi qu'une réelle protection des consommateurs dans la durée ;

- **Les besoins spécifiques des consommateurs industriels électro-intensifs** significativement exposés à la concurrence internationale et qui contribuent par leur activité sur le territoire national à la réduction de l'empreinte carbone de la France soient adressés par des outils contractuels adaptés leur assurant visibilité et compétitivité à long terme.

Le ou les scénarios qui seront privilégiés *in fine* devront impérativement démontrer **leur résilience à plusieurs hypothèses d'évolution de la demande électrique**, dans l'incapacité à prédire finement la trajectoire d'évolution de la demande d'ici 2050. Celle-ci pourrait en effet varier d'un facteur de 1 à 5 en fonction de l'ensemble des paramètres, et notamment de la cinétique de l'électrification des usages en général, et des procédés industriels en particulier, et du niveau d'activité des industries les plus grosses consommatrices à

cet horizon. Il est donc indispensable que ces scenarios n'entraînent pas la France dans des goulots, voire des impasses énergétiques qui pourraient lourdement affecter son potentiel de croissance.

L'UNIDEN recommande d'analyser l'ensemble des scénarios en fonction de **leur efficacité coût sur l'empreinte carbone de la France**. L'objectif prioritaire de lutte contre le réchauffement climatique, impose en effet, par sa globalité, de s'attacher à la réduction de notre empreinte carbone et non à la simple réduction de nos émissions domestiques, tel que préconisé par la Stratégie nationale bas carbone (cf. chap. 4 : orientations de politiques publiques).

Ainsi, une **trajectoire de redéploiement industriel** bien calibrée et donc réaliste, sur la base d'un mix électrique décarboné et compétitif, permettra de réduire effectivement les émissions globales de gaz à effet de serre par opposition à la poursuite d'une tendance de désindustrialisation « au fil de l'eau » qui non seulement se traduirait par une régression économique profonde de la France mais conduirait de surcroît à transférer nos émissions vers des pays sensiblement moins efficaces du point de vue climatique.

Pour avoir une exacte appréciation des enjeux en termes d'impacts sur le système électrique français - et européen - d'ici 2050, l'UNIDEN propose ci-dessous que **cette trajectoire de redéploiement industriel soit déclinée sous deux variantes au moins d'électrification des usages** et notamment de la consommation énergétique industrielle : l'une avec **un taux d'électrification limité (8%)**, l'autre avec **un taux d'électrification élevé (80%)**.

Par ailleurs, une hypothèse d'efficacité énergétique réaliste de + 8% au total d'ici 2030 (mais avec un plateau au-delà) a été associée ces variantes. Cette hypothèse est donc moins ambitieuse que celle retenue dans la SNBC car :

- Elle ne prend en compte que les seules meilleures technologies disponibles (MTD) en l'état actuel de nos connaissances qui sont applicables aux installations existantes ; certains gisements ne seront en effet accessibles que dans l'hypothèse peu probable de création de nouvelles installations *ex-nihilo*;
- Elle considère les efforts réalisés par les industriels - en particulier les plus électro-intensifs - ayant déjà réduit très fortement leurs consommations spécifiques ces dernières années ;
- Elles tiennent compte des impacts négatifs des scénarios d'électrification et de décarbonation qui engendreront dans un très grand nombre de cas des hausses de la consommation spécifique d'énergie, toutes choses égales par ailleurs.

A cet effet, l'UNIDEN a fait procéder à la modélisation[1] de cette trajectoire de redéploiement industriel, bornée par ces deux variantes, en s'attachant à retenir des hypothèses à la fois réalistes mais intégrant bien évidemment des ruptures technologiques, en particulier pour la variante « haute » :

Consommation électrique de l'industrie manufacturière[2] française en 2018 – source INSEE		118 TWh
Hypothèse RTE / SNBC à 2050 : électrification moyenne et croissance modérée de la production – source RTE		180 TWh (+57%[3])

[1] Cf. étude Yggdrasill pour UNIDEN - mars 2021 ci-jointe
[2] Inclus le secteur du raffinage
[3] Le chiffre n'incluant pas le raffinage, il a été comparé aux chiffres 2018 hors raffinage

Projection de la consommation électrique de l'industrie manufacturière française en 2050 dans un scénario de redéploiement industriel (passage d'une balance commerciale négative de -46Md€ à une balance excédentaire de +69Md€), avec électrification limitée des procédés	**Variante « RI-L »**	187 TWh (+ 59%)
Projection de la consommation électrique de l'industrie manufacturière française en 2050 dans un scénario de réindustrialisation, avec électrification forte des procédés	**Variante « RI-H »**	452 TWh (+283%)

Source : étude Yggdrasill pour UNIDEN - mars 2021

Pour l'UNIDEN, le scénario de redéploiement industriel avec deux variantes d'électrification - une modérée et une forte - ne peut se limiter à une analyse des impacts sur le système électrique, mais doit administrer la preuve que le système électrique offre des conditions adéquates pour continuer à produire et innover durablement en France.

Q1 : Cadrage général de l'étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel
Etes-vous d'accord avec le cadrage global de l'étude ? Partagez-vous les grandes questions auxquelles les scénarios et analyses doivent apporter des éléments de réponse ?

La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) a fixé un objectif, consacré par la loi, de neutralité carbone à l'horizon 2050. Les différents scénarios doivent donc tendre vers cet objectif commun avec des trajectoires propres suffisamment différenciées pour permettre leur comparaison.

Pour autant, l'UNIDEN ne peut pas accepter qu'une étude d'une telle ampleur et à cet horizon, soit en quoi que ce soit contrainte par l'hypothèse, retenue dans la SNBC, de maintien au niveau de 2015 de la production industrielle française, qui se traduit *de facto* par une érosion continue de sa part relative dans le PIB, ce qui serait contraire aux objectifs affichés de renaissance industrielle et d'autonomie stratégique de la France.

De même, comme proposé par RTE, il est essentiel de **réaliser une analyse objective et détaillée des coûts complets** pour le système électrique dans son ensemble (production, acheminement, stockage…) et sur la durée et d'en appréhender les conséquences techniques sur le réseau électrique et notamment sur la sécurité d'approvisionnement à long-terme. Toutefois, les premiers éléments fournis par RTE dans le cadre de la consultation portant sur le coût complet (investissements et coûts opérationnels annuels) des seules capacités de production d'électricité requises - estimé entre 22 et 25,5 Md€ par an en fonction des scénarios proposés dans le cadre de la présente consultation[4] - ne permettront pas d'appréhender l'impact total pour les consommateurs qui devra prendre en compte par ailleurs les coûts d'infrastructure associés, qu'il s'agisse des réseaux, des dispositifs de stockage et de la rémunération de la flexibilité.

En outre, l'UNIDEN recommande également de **comparer ces scénarios avec un scénario contrefactuel** de développement du mix électrique dans une pure logique de marché, afin de pouvoir comparer les scénarios à une situation de marché, notamment en termes d'émissions globales de gaz à effet de serre et de coût pour la collectivité.

[4] Cf. étude Yggdrasill pour UNIDEN ci-jointe

Par ailleurs, l'UNIDEN recommande d'analyser l'impact de la structure du marché sur la capacité à tenir les ambitions. En particulier, en intégrant les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ou au nucléaire, la question des transferts de charge entre producteurs et consommateurs et l'impact sur les différents marchés organisés (marché spot, marché de capacité, mécanisme d'ajustement, etc.). Pour l'UNIDEN, les scénarios proposés par RTE ne pourront en effet se concrétiser de manière optimale qu'à la condition d'une réglementation stricte évite effets d'aubaine et rémunérations excessives des développeurs et protège l'intérêt des consommateurs, notamment industriels, sur le long-terme.

De même, il est absolument essentiel de disposer du coût de la tonne de carbone évitée pour éviter de privilégier des scénarios extrêmement coûteux et sans impact réel sur le climat.

L'UNIDEN prône une approche progressive pour utiliser au mieux les ressources - fournies par les consommateurs - pour développer un mix énergétique à long-terme. En d'autres termes, la mise en œuvre trop rapide de solutions alternatives non encore matures conduirait à limiter inutilement la capacité des consommateurs à financer dans la durée le mix électrique de 2050. Il s'agit de ne pas reproduire les erreurs du passé, par exemple le trop fort encouragement au développement ultra-rapide des panneaux photovoltaïques qui a conduit en quelques années à la captation de l'intégralité du marché européen par les producteurs chinois…

L'étude ci-jointe vise à estimer les impacts d'une trajectoire carbone ambitieuse sur l'électrification des usages énergétiques dans l'industrie. Les impacts s'avèrent particulièrement importants (+ 290% soit + 448 TWh). Sur ces bases, RTE devrait pouvoir analyser la résilience des scénarios développés dans le contexte d'une électrification massive de l'industrie.

Q2 : Cadrage démographique et macro-économique
Partagez-vous le cadrage démographique et macro-économique proposé pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel ? Si non, quelles hypothèses alternatives proposez-vous ?
Selon vous, quelles variantes sur le cadrage macro-économique devraient être étudiées en priorité et sur quelles hypothèses celles-ci devraient-elles être fondées ?

La part de l'industrie dans le PIB est tombée à 10% après de trop nombreuses années de délocalisation et de sous-investissement dans notre tissu productif.

Pour les industriels énergo-intensifs regroupés au sein de l'UNIDEN, un mix énergétique non compétitif ne permettra pas de restaurer le tissu industriel français et découragera tout investissement industriel pérenne et durable.

L'UNIDEN propose donc de lier la part de l'industrie dans le PIB à la compétitivité du mix électrique ou à la mise en œuvre de mesures adaptées permettant de limiter l'impact des surcoûts induits dans les différents scénarios sur leur compétitivité.

De même et comme proposé par RTE, il est essentiel de prévoir un scénario de redéploiement industriel pour identifier les impacts sur le mix énergétique et la compatibilité de celui-ci avec un niveau d'activité industrielle en ligne avec les autres pays de l'OCDE (15-25%).

Enfin, selon la même logique, ce scénario de redéploiement industriel doit intégrer l'hypothèse d'une électrification massive à terme, avec la mesure de son impact sur le coût du système électrique et l'évaluation de sa capacité à absorber une telle augmentation de la demande.

Q3 : analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie
Confirmez-vous l'intérêt de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France ? Partagez-vous le cadrage des deux variantes de relocalisation proposées par RTE ?

Souhaitez-vous partager avec RTE des données ou analyses permettant d'affiner la construction des trajectoires (ex. : études chiffrées sur les secteurs d'activités ou sur l'impact énergétique et climatique de certaines activités délocalisées, etc.) ?

L'UNIDEN accueille favorablement la prise en compte d'un scénario de relocalisation de l'industrie en France permettant de garantir la maîtrise de notre empreinte carbone.

Il sera en effet parfaitement inutile de disposer d'un mix énergétique décarboné en 2050 si nous importons l'essentiel de nos produits manufacturés, au stade primaire ou transformé, de pays au mix et aux procédés fortement carbonés.

Les conséquences pour le climat seraient désastreuses et nous aurions collectivement investi dans un mix électrique qui ne permettrait pas in fine de contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la planète. C'est pour cette raison que le système électrique dans son ensemble doit comprendre des mécanismes de protection des consommateurs les plus exposés.

Au contraire, un mix électrique décarboné et compétitif au service de la production manufacturière doit permettre de réduire effectivement notre empreinte carbone et donner les moyens et marges de manœuvre à notre industrie pour innover dans des technologies et produits bas carbone, afin de servir le marché domestique mais également d'exporter les biens correspondants vers des pays plus fortement carbonés, au bénéfice du climat.

C'est pourquoi ce scénario est indispensable et ne doit pas se limiter aux secteurs fortement émetteurs ou aux secteurs stratégiques, mais doit porter sur l'ensemble de l'industrie. Seul un tissu industriel dense et performant, avec des chaînes de valeur aussi complètes que possible, peut faire émerger durablement des solutions innovantes au bénéfice de tous.

Le redéploiement industriel ne doit pas, comme suggéré dans le bilan prévisionnel, être vu comme une contrainte pour le système électrique ; c'est bien le système électrique qui doit offrir les conditions de ce redéploiement industriel.

L'UNIDEN souhaite dans cette perspective verser au profit du bilan prévisionnel 2050 l'étude réalisée par Deloitte à sa demande : « *Le redéploiement industriel, instrument de maîtrise de l'empreinte carbone de la France* » - Deloitte, Paris, janvier 2021

En cohérence avec cette étude et pour contribuer au bilan prévisionnel 2050, l'UNIDEN a donc confié au consultant Yggdrasill la réalisation des deux chiffrages suivants:

- L'impact sur la consommation électrique de l'industrie d'un scénario de redéploiement industriel réaliste avec une électrification des procédés mesurée (8% de la consommation énergétique) (variante « RI-L »);
- L'impact sur la consommation électrique de l'industrie d'un tel scénario avec une électrification forte (jusqu'à 80% de la consommation énergétique) des procédés industriels (variante « RI-H »).

L'UNIDEN souhaite que puisse être analysée la résilience des scénarios proposés par RTE à l'aune de ces variantes du scénario de redéploiement industriel :

Consommation électrique de l'industrie manufacturière[5] française en 2018 – source INSEE		118 TWh
Hypothèse RTE / SNBC à 2050 : électrification moyenne et		

[5] Inclus le secteur du raffinage.

croissance modérée de la production – source RTE		180 TWh (+57%[6])
Projection de la consommation électrique de l'industrie manufacturière française en 2050 dans un scénario de redéploiement industriel (passage d'une balance commerciale négative de -46Md€ à une balance excédentaire de +69Md€), avec électrification limitée des procédés	**Variante « RI-L »**	187 TWh (+ 59%)
Projection de la consommation électrique de l'industrie manufacturière française en 2050 dans un scénario de réindustrialisation, avec électrification forte des procédés	**Variante « RI-H »**	452 TWh (+283%)

Source : étude Yggdrasill pour UNIDEN - mars 2021

Hypothèses macro-économiques

Après analyse, le scénario retenu consiste - dans une approche conservatrice - à maintenir constante la part de l'industrie dans le PIB (10%), contrairement à l'hypothèse retenue dans la SNBC d'un retour à 16%, qui aurait supposé de retenir des hypothèses de croissance particulièrement fortes pour l'ensemble des secteurs industriels, sachant que l'hypothèse de croissance du PIB retenue dans celle-ci peut déjà être considérée, sur une période aussi longue, comme élevée pour l'économie française : 1,5% par an en moyenne sur 30 ans. La structure actuelle et prévisible de l'industrie française - et au-delà de l'économie dans son ensemble - pour la décennie à venir ne parait pas autoriser à retenir de telles hypothèses.

En retenant sélectivement des hypothèses de croissance très élevées pour certains secteurs à haute valeur ajoutée (IAA, pharmacie, aéronautique, mécanique…), tout au plus pourrait-on considérer un objectif de 13% ; mais le cadre contraint de l'étude n'autorise pas une telle option qui mériterait un débat macro-économique approfondi.

La principale hypothèse macro-économique retenue consiste donc, en cohérence avec l'étude Deloitte réalisée en 2020 pour l'UNIDEN et les fédérations concernées sur sept filières industrielles énergo-intensives[7], à passer, pour l'ensemble du secteur manufacturier, d'une balance commerciale négative de 46 Mds € en 2018 à une balance excédentaire de 69 Mds € en 2050, avec une part estimée constante de l'industrie dans le PIB (~10%) :

Secteur	**Croissance 2018-2050**	**Croissance annuelle correspondante**
E31 - Electrique et électronique	180%	3,3%
E14 - IAA, hors lait et sucre	101%	2,2%
E28 – Pharmaceutique	94%	2,1%
E34 - Textile et habillement	87%	2,0%

[6] Le chiffre n'incluant pas le raffinage, il a été comparé aux chiffres 2018 hors raffinage.

[7] « *Le redéploiement industriel, instrument de maîtrise de l'empreinte carbone de la France* » - Deloitte pour UNIDEN et al., Paris, janvier 2021.

E32 - Automobile et transports terrestres	74%	1,7%
E24 - Chimie minérale	64%	1,6%
Moyenne industrie manufacturière	**62%**	**1,5%**
E37 – Plasturgie	58%	1,4%
E36 – Caoutchouc	58%	1,4%
E25 - Matières plastiques et fibres art.	48%	1,2%
E13 – Sucre	47%	1,2%
E26 - Chimie organique de base	47%	1,2%
E35 - Papier et carton	41%	1,1%
E38 - Industries diverses	31%	0,9%
E18 - Métaux non ferreux	30%	0,8%
E19 – Minéraux	29%	0,8%
E29 – Fonderie	29%	0,8%
E21 - Matériaux de construction et céramique	29%	0,8%
E30 - Construction mécanique	25%	0,7%
E20 - Plâtres, chaux et ciments	24%	0,7%
E22 – Verre	22%	0,6%
E12 – Lait	16%	0,5%
E16 – Sidérurgie	15%	0,4%
E33 - Navale, aéronautique et armement	14%	0,4%
E23 – Engrais	8%	0,2%

Q4 : trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité
Partagez-vous le cadrage présenté pour les projections d'évolution de la consommation ?
Selon vous, quelles sont les tendances et orientations de la SNBC les plus structurantes à prendre en compte pour les projections de consommation d'électricité ?
Selon vous, quelles sont les variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel ?
Avez-vous des données à communiquer à RTE pour préciser les trajectoires de consommation (scénario de référence et variantes) ?

Le cadrage quantitatif présenté ci-dessus est bien évidemment éminemment dépendant de la vitesse d'évolution des usages mais surtout la consommation d'électricité dépend de la compétitivité du mix électrique. Cela est d'autant plus vrai pour les usages où il existe un vecteur énergétique alternatif plus compétitif et pas nécessairement plus émetteur de gaz à effet de serre.

A titre d'illustration, l'électrification de certains procédés industriels sera d'autant plus rapide et efficace que le prix de l'électricité sera compétitif. Il en va de même, par exemple, pour le développement des véhicules électriques à grande échelle qui dépendra, au-delà des performances techniques et des prescriptions réglementaires, pour une large part de la compétitivité de l'électricité à terme, le consommateur devant rationnellement raisonner sur la base d'un TCO (« *Total Cost of Ownership* »). Ceci est encore plus vrai pour l'hydrogène par électrolyse de l'eau, vecteur énergétique dont l'intérêt, notamment climatique, ne dépend que de sa compétitivité par rapport à d'autres vecteurs qui seront peut-être plus efficaces sur le plan énergétique en 2050.

Et, au-delà de la compétitivité du mix électrique, doit être considérée la garantie d'approvisionnement en volume. **Aucun industriel n'investira dans l'électrification de son procédé sans garantie que l'électricité bas carbone sera durablement disponible et compétitive**. Il s'agit là d'un réel défi. On ne peut pas fixer un

objectif d'électrification sans se poser la question de la garantie de disponibilité de l'électricité décarbonée en grande quantité et à un prix compétitif par rapport aux autres régions du monde.

L'UNIDEN recommande ainsi d'analyser les deux variantes de consommation électrique encadrant le scenario de redéploiement industriel présenté ci-dessus (cf. Q.3).

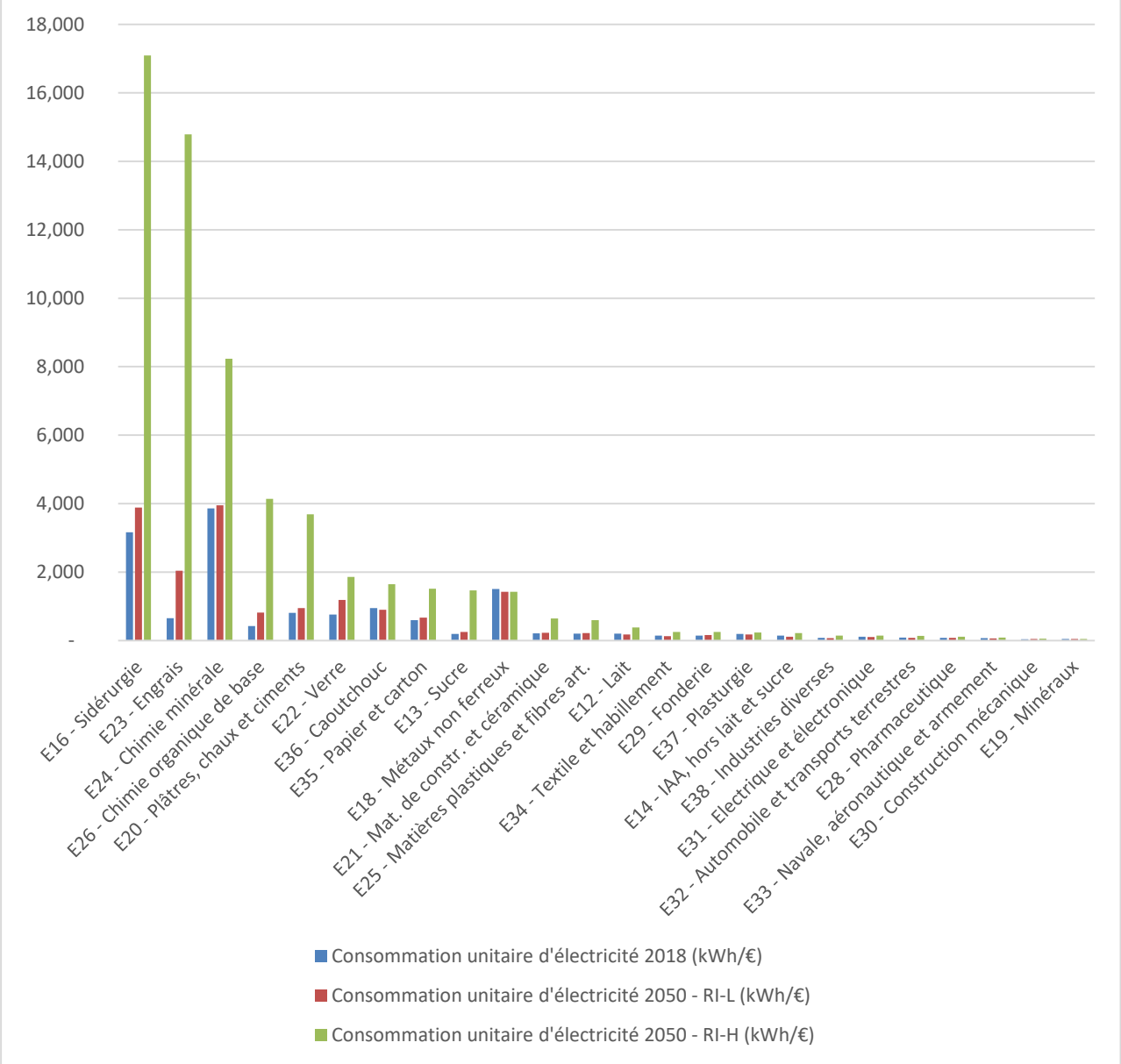
L'ampleur de l'écart entre ces deux variantes (« RI-L » et « RI-H ») est telle qu'une analyse fine de leur compatibilité avec les scenario retenus par RTE s'impose.

Par ailleurs, les scénarios de demande devront également prendre en compte l'impact de l'évolution des usages sur :

- La courbe de charge et les besoins au pas horaire des différents usages pour dimensionner la contrainte capacitaire du mix de production d 'électricité ;
- Les gisements de flexibilité des nouveaux usages. En particulier, dans la variante d'électrification massive des procédés industriels (variante « RI-H »), la part de l'électricité dans la VA de l'industrie devient telle que des flexibilités allant bien au-delà des durées actuelles (par exemple à la semaine, au mois ou même à la saison) méritent d'être étudiées, avec les conditions économiques correspondantes.

En effet, dans cette variante d'électrification poussée des procédés industriels, l'impact d'une hausse du prix de l'électricité sur la rentabilité des actifs va nécessairement conduire à augmenter la capacité de flexibilisation de la demande pour l'adapter au mieux aux contraintes de l'offre.

Cela ne se fera pas sans surcoût, non pas nécessairement sur le système électrique, mais pour les industriels concernés, une flexibilisation poussée nécessitant par construction des surinvestissements significatifs.



Evolution des consommations unitaires d'électricité rapportées à la valeur des différents secteurs en € (nb : la variante RI-H prend également en compte la consommation indirecte d'électricité associée à l'hydrogène consommé) – analyse Yggdrasill

Q5 : cadrage global des 8 scénarios d'étude

Etes-vous d'accord avec le cadrage et les six scénarios d'étude principaux proposés ?
Partagez-vous la définition des hypothèses communes aux six scénarios d'étude (M1, M2, M3, N1, N2, N3) et notamment la trajectoire de déclassement nucléaire retenue ?
Selon vous, quel doit être le dimensionnement des scénarios en matière de production d'électricité en France?
Confirmez-vous l'intérêt, exprimé lors de la concertation, d'étudier les deux scénarios alternatifs (« M0 » et « N0 ») proposés ci-dessus ?

Les huit scénarios s'inscrivent bien dans la cible d'un mix décarboné à l'horizon 2050.

Le développement des scénarios M0 et N0 semble absolument nécessaire pour mesurer les coûts et autres conséquences des deux extrêmes que seraient un scénario 100% ENR dès 2050 et un scénario 50/50 ENR / nucléaire, plus ou moins progressif quant au renouvellement du parc. La mise en œuvre d'un scenario avec 50 % de nucléaire conduirait à dimensionner celui-ci de façon à adresser en toute sécurité d'approvisionnement une demande en forte augmentation, y compris dans une variante médiane par rapport à la fourchette « RI-L » / « RI-H » présentée ci-dessus et avec une efficacité énergétique qui ne compensera pas - loin de là - l'accroissement de la demande.

En outre, comme indiqué ci-avant, un scénario « *business as usual* », contrefactuel, devrait également être étudié pour mesurer l'écart par rapport à ce scénario « économique » des scénarios présentés afin, sans remettre aucunement en cause l'objectif, d'en mesurer l'impact différentiel pour la collectivité.

De même, il nous semble essentiel de croiser les scénarios avec une ou des variantes de demande électrique plus faible (variante « RI-L » ou autre) pour en mesurer l'impact mais également pour ne pas lancer un signal erroné d'accélération de l'investissement capacitaire si la demande ne devait pas suivre.

Q6 : scénario M1 : répartition diffuse d'EnR sur le territoire
Quelle configuration précise souhaitez-vous étudier à travers le scénario M1 ?
Etes-vous d'accord avec les différents éléments de scénarisation présentés ?
Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers (innovations techniques et technologiques, évolution des besoins en matières premières pour la construction des panneaux, cadre réglementaire, évolutions sociétales, etc.) pour atteindre de tels volumes de capacités photovoltaïques ?
Selon vous, comment le développement du portage des projets par les acteurs locaux doit-il se traduire dans les scénarios ?
Quelles sont, selon vous, les possibilités en matière de flexibilité pour accompagner le développement des énergies renouvelables, et en particulier du photovoltaïque, dans un tel scénario ?

L'UNIDEN ne peut se prononcer sur les conditions et les leviers pour atteindre de tels volumes de capacités photovoltaïques.

Toutefois, l'UNIDEN rappelle l'intérêt de développer une offre de flexibilité pérenne et peu impactante sur l'environnement, comme les effacements de consommation industrielle pour accompagner ce développement en minimisant l'impact sur le réseau électrique et plus largement sur les infrastructures (batteries, etc.) dont le coût environnemental est important.

De même, l'UNIDEN demande qu'une analyse du cycle de vie soit réalisée compte tenu du volume d'équipements en provenance quasi-exclusivement d'Asie à mettre en œuvre et de l'impact sur la balance commerciale d'une telle stratégie.

Enfin, l'UNIDEN demande à ce qu'une analyse de résilience de ce scénario en lien le scénario de redéploiement industriel précité soit menée ainsi qu'une analyse avec la variante d'électrification soutenue des procédés industriels.

Q7 : scénario M2 : bouquet économique d'EnR
La configuration envisagée pour le scénario M2 vous paraît-elle pertinente ?
Disposez-vous d'études ou d'éléments détaillés sur la répartition économiquement optimale des énergies renouvelables (répartition entre technologies et localisation géographique) ?
Quelles vous semblent-être les « limites acceptables » de la logique d'optimisation économique, vis-à-vis de la société, de l'environnement et d'autres activités économiques afférentes ? Quelles données pourraient venir étayer l'analyse de ces conditions aux limites ?
Selon vous, quelles sont les conditions pour atteindre les capacités installées envisagées dans ce scénario et pour en maîtriser le bilan économique, sociétal ou environnemental ?

Le développement des EnR en vue de décarboner le mix électrique doit se faire aux meilleures conditions de coûts pour la collectivité. Il s'agit d'une obligation pour en garantir l'acceptabilité sociale et l'atteinte de l'objectif à terme.

De même, un mix électrique non compétitif ne sera pas en mesure de favoriser le transfert d'usage vers l'électricité (qui n'aura pas lieu si l'électricité est durablement non compétitive par rapport aux autres vecteurs énergétiques).

Il est donc essentiel d'analyser en priorité un scénario progressif et compétitif.

Deux remarques néanmoins :

- Il sera nécessaire de disposer d'une analyse du coût complet pour la collectivité, y compris en termes de renforcement durable du réseau, de moyens additionnels de flexibilité à mettre en œuvre et de coûts des externalités (foncier, prise en compte du cycle de vie, impacts territoriaux et sociétaux...) ;
- Il sera également nécessaire de bien établir la trajectoire : celle-ci doit être acceptable et ne pas conduire à des surinvestissements par anticipation alors qu'un développement progressif pourrait permettre de faire des économies significatives et éviter des coûts échoués. Comme par exemple, ne pas reproduire l'erreur passée du développement trop rapide du photovoltaïque en France avec des tarifs d'achat initiaux à des niveaux très élevés faisant peser des coûts prohibitifs sur les consommateurs pendant de très nombreuses années au détriment de leur capacité à accélérer la mise en œuvre des EnR. Une démarche plus progressive aurait au contraire permis de dégager des marges de manœuvre significatives pour accélérer *in fine* le déploiement des EnR.

Enfin, l'UNIDEN demande à ce qu'une analyse de résilience de ce scénario en lien le scénario de redéploiement industriel précité soit menée ainsi qu'une analyse avec la variante d'électrification élevée des procédés industriels.

Q8 : scénario M3 : énergies marines renforcées
La configuration proposée dans ce scénario de développement massif des énergies renouvelables marines vous paraît-elle appropriée ? Si non, quels ajustements proposez-vous, en particulier sur la trajectoire de développement de l'éolien en mer?
Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?
Avez-vous des contributions spécifiques à apporter sur les perspectives de développement de la filière éolienne en mer, et d'autres filières d'énergies marines renouvelables ? En particulier sur les possibilités de répartition géographique tenant compte du partage des usages de la mer ??

Les EnR marines sont dans l'absolu - et donc indépendamment des considérations de disponibilité de l'espace maritime correspondant en métropole - prometteuses car leur profil de production est en ligne avec les besoins du système électrique.
Mais, le développement des EnR marines est extrêmement coûteux, à la fois pour mettre en œuvre ces solutions mais également pour les raccorder au réseau électrique terrestre.
C'est pourquoi une trajectoire plus progressive avec un accompagnement des consommateurs dans la durée est absolument nécessaire.

Et, comme indiqué dans les réponses précédentes, il est absolument crucial de garantir la meilleure solution en termes de coûts complets pour la collectivité pour atteindre la cible et retenir une trajectoire qui permette d'améliorer l'acceptabilité d'un tel scénario.

Enfin, l'UNIDEN demande à ce qu'une analyse de résilience de ce scénario en lien le scénario de redéploiement industriel précité soit menée ainsi qu'une analyse avec la variante d'électrification élevée des procédés industriels.

Q9 : scénario M0 : 100% EnR en 2050
La configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle appropriée ? Si non, quels ajustements proposez-vous ? Quel rythme maximal d'installation des énergies renouvelables vous semble-t-il pertinent de prendre en compte dans ce scénario ?
Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?
Selon vous, quelles sont les contraintes économiques et industrielles associées à la trajectoire de déclassement du nucléaire dans ce scénario ?

Un scénario d'accélération du rythme de déploiement des EnR est utile pour mieux démontrer - a contrario - la pertinence d'un scénario de déploiement plus progressif et moins coûteux in fine.

Néanmoins, un tel scénario ne pourrait être envisagé qu'à la condition que la compétitivité des EnR mises en œuvre soit garantie et que le rythme de déploiement ne s'accélère qu'à l'aune de cette compétitivité et non au détriment des consommateurs ou des marges de manœuvre financières de la collectivité.

Par ailleurs, le coût de renforcement du réseau électrique doit être calculé ainsi que le coût de la tonne de carbone évitée afin que tous les acteurs en prennent la pleine mesure.

Enfin, un tel scénario pose inévitablement la question de sa résilience et de sa capacité à s'adapter aux besoins des consommateurs.

100% de production renouvelable suppose une capacité installée de production gigantesque et donc une capacité d'évacuation ou de stockage de l'électricité en cas de surplus très important, à un coût pour la collectivité non moins important.

Ces externalités négatives d'un tel scénario doivent être clairement analysées et quantifiées.

Enfin, l'UNIDEN demande à ce qu'une analyse de résilience de ce scénario en lien le scénario de redéploiement industriel précité soit menée ainsi qu'une analyse avec la variante d'électrification élevée des procédés industriels.

Q10 : scénario N1: EnR et nouveau nucléaire 1
L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle pertinente, en particulier s'agissant du rythme de développement du nouveau nucléaire (1 paire de réacteurs tous les 5 ans) et du développement envisagé pour les énergies renouvelables ?
Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?
Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ?
Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?
Le développement soutenu des EnR tel que présenté dans ce scénario vous semble-t-il conciliable avec celui du nouveau nucléaire, et sous quelles conditions ?

Tout d'abord et dans une perspective qui pourrait être de long terme, l'énergie nucléaire est la seule en capacité de produire en France les très importantes quantités d'électricité décarbonée en base qui soient en ligne avec les besoins attendus, notamment pour accélérer les transferts d'usage.

Il est donc essentiel de disposer des scénarios sur un redéploiement du nucléaire en France.

Le scénario N1 correspond à un rythme de déploiement du nouveau nucléaire en ligne avec le rythme de déclassement des anciens réacteurs tout en tirant partie du fonctionnement de ces derniers pour accompagner la transition énergétique.

RTE devra mettre en relief l'impact coût de ces scénarios décarbonés basés sur un mix EnR / nucléaire et valoriser l'apport du nucléaire en tant qu'outil durable de décarbonation de notre économie par l'apport en quantité suffisante d'énergie décarbonée pour tous les usages, y compris industriels.

Enfin, l'UNIDEN demande à ce qu'une analyse de résilience de ce scénario en lien le scénario de redéploiement industriel précité soit menée ainsi qu'une analyse avec la variante d'électrification élevée des procédés industriels.

Q11 : scénario N2 : EnR et nouveau nucléaire 2
L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle pertinente, en particulier s'agissant du rythme de développement du nouveau nucléaire (1 paire de réacteurs tous les 2 ans) et du développement envisagé pour les énergies renouvelables ?
Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario et le rythme de développement associé ?
Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ?
Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

Comme pour le développement des EnR, le déploiement du nouveau nucléaire doit se faire à rythme adapté aux coûts que peuvent supporter les consommateurs.

Le nucléaire est un outil de production d'électricité décarboné pilotable et produisant des quantités très importantes d'électricité susceptibles de répondre à la demande croissante des usages.
Il est donc essentiel d'analyser en détail des scénarios différentiels de déploiement du nucléaire à un rythme plus ou moins soutenu.

Il est toutefois tout aussi essentiel de s'assurer du réalisme technique et économique d'un tel scénario et des conséquences pour le consommateur en comparaison avec un scénario de référence qui n'existe malheureusement pas dans les scénarios proposés par RTE.

Enfin, l'UNIDEN demande à ce qu'une analyse de résilience de ce scénario en lien le scénario de redéploiement industriel précité soit menée ainsi qu'une analyse avec la variante d'électrification élevée des procédés industriels.

Q12 : scénario N3 : 50% de nucléaire
La configuration proposée dans le cadre de ce scénario N3 vous semble-t-elle pertinente ?
Selon vous, quelles sont les conditions (technologiques, économiques, sociétales, industrielles…) nécessaires pour qu'un tel scénario puisse être possible ? Quelles sont les implications du scénario en matière de capacité industrielle de la filière nucléaire à s'organiser pour répondre au rythme rapide de développement de nouveaux réacteurs ?
Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?
Selon vous, quelles sont les conditions permettant de moduler fortement l'effort de développement des énergies renouvelables sur les différentes périodes considérées ?

Comme pour le développement des EnR, le déploiement du nouveau nucléaire doit se faire à rythme adapté aux coûts que peuvent supporter les consommateurs.

Le nucléaire est un outil de production d'électricité décarboné pilotable et produisant des quantités très importantes d'électricité susceptibles de répondre à la demande croissante des usages.

Néanmoins, son coût dépend non seulement de la technologie mise en œuvre mais aussi et surtout du taux d'utilisation moyen des centrales actuelles et futures.

En d'autres termes, le coût du nucléaire étant essentiellement fixe, ce scénario n'a de sens que si la capacité nucléaire est utilisée au maximum de sa capacité.

Cela suppose que la croissance de la consommation soit effective - ce qui sera le cas dans le scenario de redéploiement industriel et ce, quelle que soit la variante d'électrification - et que les consommateurs puissent adapter, le cas échéant, leur consommation à la disponibilité des EnR pour éviter toute modulation structurelle du parc nucléaire, qui serait un non-sens économique et climatique.

Sur ces bases, il est donc essentiel de lier fortement le déploiement - à un rythme plus ou moins soutenu - du nouveau nucléaire à l'évolution de la consommation.

Par ailleurs, il est tout aussi essentiel de s'assurer du réalisme technique et économique d'un tel scénario et des conséquences pour le consommateur en comparaison avec un scénario de référence qui n'existe malheureusement pas dans les scénarios proposés par RTE.

Enfin, l'UNIDEN demande à ce qu'une analyse de résilience de ce scénario en lien le scénario de redéploiement industriel précité soit menée ainsi qu'une analyse avec la variante d'électrification élevée des procédés industriels.

Q13 : scénario N0 : 50% de nucléaire avec déclassement progressif
La configuration proposée dans le cadre de ce scénario N0 vous semble-t-elle pertinente ?
Selon vous, quelles sont les conditions (technologiques, économiques, sociétales, industrielles…) de réussite d'un tel scénario ? Quels sont les points d'attention principaux ?
Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

Ce scénario nous semble être de très loin le plus pragmatique et le plus adapté à notre défi collectif de lutter efficacement contre le réchauffement climatique, à décliner autour des points suivants :

- La prolongation du parc nucléaire existant au maximum de ses capacités, et éventuellement au-delà de soixante ans au vu des retours d'expérience étrangers, dans le respect bien évidemment des prescriptions de l'ASN. Ceci permettrait d'utiliser à plein le potentiel des actifs existants et de garder des marges de manœuvre pour accélérer le déploiement de nouvelles technologies décarbonées qui seront absolument nécessaires en 2050 (nouveau nucléaire et/ou EnR) ;
- L'augmentation significative de son productible permettant de tirer pleinement partie de cette électricité décarbonée au meilleur coût complet pour la collectivité. A cet égard, la forte dégradation du coefficient de disponibilité du parc nucléaire ces dernières années doit impérativement être fortement corrigée pour retrouver des marges de manœuvre en volumes de production et la compétitivité associée ;
- Le maintien dans la durée d'un mix compétitif permettant de favoriser les transferts d'usage vers une électricité décarbonée disponible et compétitive ;
- La possibilité de garder des marges de manœuvre et des flexibilités pour rester ouverts à toute nouvelle technologie prometteuse. Tout scénario au déploiement trop rapide et excessivement rigide aurait inévitablement pour conséquence de renchérir le coût et donc *in fine* de réduire les marges de manœuvre et donc l'ambition finale.

Pour l'UNIDEN, ce scénario devrait permettre de combiner le redéploiement industriel indispensable à l'économie française avec le développement progressif des EnR et la consolidation du système électrique.

Q14 : répartition géographique des moyens de production
Partagez-vous les principes retenus pour alimenter les trajectoires de localisation des moyens de production nucléaires et renouvelables ?
Avez-vous d'autres pistes de réflexion complémentaires ou d'autres hypothèses à proposer pour définir la répartition des principaux moyens de production ?

Oui, l'UNIDEN partage les recommandations de RTE sur la répartition géographique des moyens de production, notamment les moyens nucléaires à concentrer en partie pour favoriser les synergies et à répartir de manière homogène en France pour éviter d'avoir à considérer des renforcements du réseau trop importants.

Q15 : analyse des effets du climat sur le système
Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour intégrer les effets du changement climatique et tester la résilience du système électrique aux évènements extrêmes ?
Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour modéliser les différentes productions ?
Avez-vous des données permettant de consolider les modèles de conversion climat/énergie, pour les projections de long terme sur la disponibilité des différentes productions (éolien, photovoltaïque, hydraulique, nucléaire, thermique…) ?

L'UNIDEN partage l'approche de RTE sur l'impact des changements climatiques sur le fonctionnement global du système électrique.

L'UNIDEN partage également la nécessité de vérifier la résilience du système électrique aux événements extrêmes conduisant à une chute très forte de la production, notamment renouvelable ou nucléaire.

Q16 : flexibilité
Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour évaluer les besoins de flexibilités ?
Avez-vous des remarques sur les hypothèses technico-économiques (potentiel de flexibilité, contraintes de stock et d'activation, acceptabilité, coûts…) associées aux gisements de flexibilité de la demande ?

Le besoin de flexibilité va nécessairement s'accroître significativement dans le futur avec le développement des EnR et il est inconcevable de viser de faire du nucléaire un outil de production flexible, ce qui est un non-sens économique et écologique.

En d'autres termes, dans les scénarios étudiés par RTE, les seuls outils de flexibilité qui peuvent être développés sont les moyens de production thermiques et les effacements de consommation, qu'ils soient réels ou via le recours au stockage.

A tous points de vue, les effacements de consommation sont les moyens les plus efficaces en termes de coûts économique et climatique. Ils doivent donc être massivement déployés avant la mise en œuvre d'autres solutions plus coûteuses pour le climat comme le stockage. Sur ce sujet, l'UNIDEN demande qu'une analyse du cycle de vie des batteries stationnaires soit réalisée avant d'en décider un déploiement massif et coûteux pour la collectivité.

Pour ce qui est des effacements de consommation ou de la réponse de la consommation à la production disponible (*Demand Side Response*), elle s'appuie fortement, comme le souligne RTE, sur le comportement des consommateurs, sauf pour les industriels qui peuvent s'engager de manière fiable et durable dans le temps.

L'UNIDEN invite donc RTE à lier les capacités d'effacement industriel disponibles aux scénarios de consommation de l'industrie :

- Un scénario de redéploiement industriel qui doit permettre de libérer des capacités importantes d'effacement de consommation ;

- Des variantes d'électrification des procédés qui doivent permettre aux industriels concernés de basculer d'un vecteur énergétique à un autre en fonction des disponibilités de la production d'électricité et ainsi accroître la consommation en cas de forte production (et éviter à tout prix la modulation du nucléaire).

L'UNIDEN demande également à RTE d'analyser également les moyens de flexibilité mis en œuvre ailleurs en Europe. En effet, dans un marché interconnecté comme le marché européen, il est essentiel que les flexibilités mis en œuvre soient sensiblement comparables dans tous les pays.

L'UNIDEN salue la recommandation de RTE de maintenir des outils flexibles thermiques. En effet, si ces derniers ne fonctionnent pas et ne sont utilisés qu'en secours ils n'émettent, par construction, pas de gaz à effet de serre ! Leur impact écologique est donc meilleur que celui des batteries, même produites en Europe selon des critères de durabilité.

Enfin, l'UNIDEN demande à RTE de faire une analyse plus poussée des moyens de flexibilité de l'industrie dans un scénario de redéploiement industriel couplé à une forte électrification des procédés de production.

Q17 : hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs
Partagez-vous le cadrage de l'analyse des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs ?
Selon vous, quelles sont les trajectoires de développement de l'hydrogène et des combustibles de synthèse qui doivent être étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel ?
Avez-vous des hypothèses spécifiques à partager sur l'évolution des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs à long terme (notamment l'hydrogène) et sur les infrastructures correspondantes (réseau, stockage, localisation des électrolyseurs…) ?

Avant d'analyser les nouveaux vecteurs énergétiques comme l'hydrogène, il convient de regarder les possibilités de transfert d'usage plus rapides et moins coûteux.

Dans l'industrie, de très nombreux procédés peuvent être électrifiés en tout ou partie mais cela suppose un accès durable à une électricité décarbonée et compétitive. Si cette électricité est trop massivement préemptée par la production d'hydrogène comme vecteur énergétique, elle ne pourra être utilisée pour électrifier d'autres procédés utilisant actuellement des énergies fossiles.

Il est donc important pour atteindre l'objectif final de décarbonation d'établir des priorités rationnelles techniquement et économiquement.

Par ailleurs, l'hydrogène est aujourd'hui une matière première essentielle pour de nombreuses industries ; il est donc essentiel de décarboner en priorité cet usage avant de faire de l'hydrogène un vecteur énergétique à faible valeur ajoutée.

Enfin, l'électrolyse de l'eau, technologie loin d'être innovante, est, en l'état actuel de l'art, une technologie non compétitive et peu performante d'un point de vue énergétique. Il y a donc d'autres usages de l'électricité (énergie noble par excellence) à prioriser, d'autant que l'hydrogène décarboné est accessible par un grand nombre de technologies (SMR à base de biogaz, capture et réutilisation du CO2 pur en sortie d'un SMR, etc.).

La variante « RI-H » suppose le recours à l'électrification comme substitut dans la production de chaleur industrielle, notamment pour les procédés industriels ayant de forts besoins spécifiques (par exemple la très haute température et/ou pression) qui sont aujourd'hui essentiellement gazo-intensifs. Les hypothèses retenues dans l'étude portent sur un usage de l'hydrogène pour 22% de la consommation de chaleur requise par les procédés gazo-intensifs et assimilés, et 6% pour le reste de l'industrie. Des secteurs comme la sidérurgie et les fertilisants ont par ailleurs des besoins en hydrogène électrique très forts identifiés par leurs feuilles de route sectorielles.

Les besoins industriels nécessiteraient dans la variante « RI-H » la consommation de 118 TWh électrique pour la production de 2,4 millions de tonnes d'hydrogène. Un tel niveau de production peut permettre le foisonnement avec d'autres usages comme la mobilité ou le stockage d'énergie, d'autant que 10% seront

utilisés pour la production d'ammoniac, qui est également un excellent vecteur de stockage et de transport d'énergie.

Secteur	Besoins en hydrogène (RI-H) (kt H2)
Hypothèse 6% d'hydrogène en chaleur procédé	
E12 – Lait	9
E13 – Sucre	8
E14 – IAA	51
E20 – Plâtre/Ciment	23
E21 – Céramique et ass.	62
E28 – Pharmacie	2
E30 – Construction mec.	2
E31 – Electr. & électron.	11
E32 – Auto & trans. terr.	12
E33 – Nav. Aéro. Arm.	0
E34 – Textile & Hab.	7
E36 – Caoutchouc	5
E37 – Plasturgie	5
E38 – Divers	15
Hypothèse 22% d'hydrogène en chaleur procédé	
E24 – Chimie minérale	165
E25 – Plastique et ass.	39
E26 – Chimie organique	688
E29 – Fonderie	47
E22 – Verre	71
Hypothèses spécifiques	
E16 – Sidérurgie	839
E23 – Engrais	250
E35 – Papier / Carton	64
TOTAL industrie manufacturière	2376 *Équivalent consommation électrique : 118 TWh*

Q18 : hypothèses sur le mix européen
Partagez-vous les principes proposés par RTE pour la définition des scénarios européens ?
Avez-vous des remarques sur la construction du scénario européen de référence utilisé dans les simulations du Bilan prévisionnel ?
Avez-vous des données, hypothèses ou références à partager pour construire les scénarios de mix européens du Bilan prévisionnel ?

Avec un mix électrique avant tout européen, il est évidemment inconcevable que la France décarbone son industrie à un niveau très élevé et achève la décarbonation quasi intégrale de son électricité sans que les autres pays européens s'engagent dans la même démarche. En effet, cela conduirait le consommateur français à payer la décarbonation de ses voisins.

De même, la mobilisation des flexibilités pour accompagner le développement des EnR intermittentes doit être homogène entre pays interconnectés afin que les consommateurs français ne soient pas les seuls à se mobiliser et à changer leurs comportements au bénéfice des autres acteurs européens.

Enfin, l'UNIDEN recommande une approche coordonnée au niveau européen pour garantir le respect de ces principes essentiels et éviter que le budget des consommateurs français permette aux autres acteurs européens de différer leur transition énergétique, le renforcement de leur réseau ou la mobilisation de leurs capacités d'effacement.

Q19 : cadrage des analyses techniques
Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse technique et notamment le cadrage en quatre blocs thématiques (adéquation, réserves opérationnelles, stabilité, réseau) ?
Avez-vous des remarques ou contributions à partager permettant d'enrichir l'analyse technique des scénarios ?

Le coût réel pour le système électrique d'un très grand nombre de moyens de production décentralisés et intermittents doit être impérativement estimé par RTE de manière transparente et communiqué à tous les acteurs.

Si le développement marginal de ces capacités est absorbable avec le réseau électrique actuel, ce n'est bien entendu pas le cas dans les scénarios où la part de ces EnR intermittentes et décentralisées dépasse les 50% des moyens de production disponibles (et donc bien plus en capacité de production instantanée).

Il est donc important qu'une analyse fine des conséquences d'un parc à plus de 50% intermittent soit faite par RTE.

De même, si la capacité de stockage utilisée reposait sur l'installation de batteries en quantités très importantes, l'impact écologique de ces dernières doit être analysé finement pour éviter des investissements coûteux pour la collectivité.

Q20 : cadrage de l'analyse sociétale
Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse sociétale des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?
Partagez-vous les principaux axes d'étude proposés pour l'analyse sociétale (acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité) ?
Avez-vous des éléments ou des références à partager pour enrichir ces analyses ?

Au-delà de la mesure des impacts directs sur les consommateurs proposés par RTE, l'UNIDEN recommande d'analyser l'impact d'un mix électrique non compétitif sur le niveau de production industrielle et donc sur l'emploi en France et la balance commerciale de notre pays.

Les conséquences sociales d'un mix électrique non compétitif ne s'arrêtent en effet pas à la facture des consommateurs souvent insensibilisés à ces surcoûts (puisque pris en charge par la collectivité), mais à la capacité des entreprises d'investir dans notre pays et d'y produire durablement au bénéfice de notre économie et donc de sa capacité à accélérer le développement des EnR.

Q21 : cadrage de l'analyse environnementale
La grille d'analyse proposée par RTE, visant à présenter pour chaque scénario une analyse environnementale quantitative sur quatre dimensions (émissions de gaz à effet de serre et empreinte carbone, consommation de ressources minérales, emprise territoriale et changement d'affectation des terres, déchets nucléaires) vous semble-t-elle adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios ?
Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la modélisation et la quantification des analyses selon la méthodologie présentée au sein du groupe de travail, en particulier sur les plans de la biodiversité, des ressources naturelles, et de la santé humaine ?

L'UNIDEN salue la prise en compte par RTE de l'impact des différents scénarios sur l'empreinte carbone. Dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique, c'est bien la réduction de notre empreinte carbone qu'il faut viser.

Dans ce contexte, le scénario de redéploiement industriel sur la base d'un mix électrique décarboné et compétitif permettra effectivement de réduire les émissions globales de gaz à effet de serre par opposition à un scénario tendanciel de désindustrialisation qui conduirait principalement à transférer nos émissions dans des pays ayant une moindre exigence climatique.

L'UNIDEN recommande néanmoins d'accentuer les analyses de cycle de vie des technologies mises en œuvre dans les différents scénarios.

C'est ainsi que l'impact écologique des batteries pour stockage ou des électrolyseurs (pour production de l'hydrogène) devra être pleinement pris en compte avant de les comparer à d'autres scénarios.

En outre, le coût environnemental complet de la flexibilisation du système électrique devra être analysé en détail.

Q22 : cadrage et hypothèses pour l'analyse économique
Partagez-vous les enjeux présentés et les principes proposés par RTE pour l'analyse économique des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?
Etes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées et sinon, avez-vous d'autres références à proposer ?
Avez-vous des propositions à formuler sur le taux d'actualisation à retenir pour l'analyse ?

Dans l'analyse de coût des différents scénarios il est capital de prendre en compte tous les coûts bien au-delà du seul LCOE[8] et en particulier le coût pour le réseau et pour le système électrique et notamment pour l'équilibrage offre-demande.

De même RTE doit présenter sur la période une trajectoire permettant de vérifier que les coûts additionnels sont absorbables par la collectivité, gage d'acceptabilité sociale et de pérennité de l'activité économique.

Par ailleurs, il est absolument capital de raisonner en coûts complets et non en coûts marginaux. La transition envisagée est telle qu'une analyse marginale serait vouée à l'échec car insuffisamment robuste pour prendre en considération l'impact très important des transformations envisagées sur l'ensemble du système électrique.

Enfin, l'UNIDEN renouvelle sa demande qu'une analyse de résilience des scénarios proposés combinés avec une trajectoire de redéploiement industriel soit menée, incluant la variante d'une électrification élevée des procédés industriels.

[8] *Levelized Cost of Energy,* ou « coût actualisé de l'énergie », qui correspond au coût complet d'une énergie - en l'espèce l'électricité - sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.