Réponse conjointe de l'IDDRI et d'Agora Energiewende à la consultation publique sur les hypothèses à l'horizon 2035 du Bilan prévisionnel 2017 de RTE

28.04.2017

Hypothèses de demande à l'horizon 2035 du Bilan prévisionnel 2017

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'utilisation de ces valeurs ? Avez-vous d'autres projections/sources à proposer ?

Rien à signaler

Question 2 : Êtes-vous favorable à l'utilisation de ces valeurs ? Avez-vous d'autres valeurs en tête ? Des demandes de variantes ?

Rien à signaler

Question 3 : Êtes-vous d'accord avec ces projections du parc de logements chauffés à l'électricité à l'horizon 2035 ? Avez-vous d'autres valeurs à proposer (assises sur quelles sources) ?

Pas de sources alternatives à proposer, néanmoins quelques remarques :

- La comparaison simple entre les hypothèses démographique sur le nombre de ménages (entre 31,5 et 34,2 millions) et les flux de construction de logement (entre 4,8 et 8,8 millions sur 20 ans) montrent que l'hypothèse de destruction de logements principaux (en supposant un nombre stable de résidences secondaires) varie de façon importante entre ces scénarios (de 85 000 à 150 000/an d'après nos calculs). Ces hypothèses devraient être explicitées dans le tableau.
- L'augmentation du nombre de logements chauffés à l'électricité entre le scénario bas et haut (13,3 à 17,1 millions) ne paraît pas provenir uniquement de la construction de logements neufs. Les hypothèses faites sur l'électrification des logements existants et, si possible, l'énergie de chauffage à laquelle l'électricité se substitue (gaz, fioul…) devrait apparaître clairement.

Question 4 : Êtes-vous d'accord avec ces projections sur la performance énergétique pour le chauffage des logements ?

La question de la performance énergétique des logements rénovés est cruciale et devrait être explorée en profondeur et en lien avec les objectifs politiques annoncés.

Malgré le faible nombre de rénovations énergétiques entreprises et la faible performance des travaux réalisés, la loi de transition énergétique de 2015 a confirmé les objectifs de rénovation à long terme (500 000 rénovations lourdes par an) et prévoit en plus que tous les bâtiments privés résidentiels dont la consommation en énergie primaire est supérieure à 330 kWh d'énergie primaire par m2 devront

faire l'objet d'une rénovation, soit, d'après l'enquête Phébus de 2013, près de 10 millions de logements en France.
Bien que le rythme de rénovation des logements soit très en-deçà à l'heure actuelle, l'hypothèse haute proposée pour le bilan (500 000 rénovations par an) suppose que cet objectif soit atteint avec 10 ans de retard dans le meilleur des cas, en 2035. S'il existe des raisons légitimes de douter de la mise en œuvre d'un tel objectif, l'hypothèse haute devrait retenir un scénario ambitieux tenant compte de cet objectif intermédiaire, d'autant plus que près de 40 % des logements chauffés à l'électricité sont concernés par cet objectif (c.à.d. ont une consommation d'énergie primaire supérieure à 330 kWh/m2) d'après cette même enquête Phébus. Comme base d'un scénario plus ambitieux sur la rénovation du parc français, voir l'étude économique de l'initiative Rénovons (détails du scénario sur la période 2017-2025 p.15).

Question 5 : Êtes-vous d'accord avec ces évolutions concernant l'ECS dans le secteur résidentiel ?
Quelle vision avez-vous de l'évolution en cours et à venir de l'asservissement de l'ECS ?
Il est un peu surprenant de considérer uniquement une baisse du taux d'asservissement de l'ECS. En effet, même si l'intérêt économique pour le consommateur à prix donné se réduit avec l'efficacité énergétique des nouveaux appareils, rien n'interdit de penser que le cadre incitatif aura évolué à l'horizon 2035 (tarification dynamique, asservissement obligatoire..) en lien avec l'augmentation des besoins de flexibilité pour l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique. L'eau-chaude sanitaire restera un gisement de flexibilité aisément mobilisable pour le système électrique tant en raison des contraintes comportementales facilement anticipées et des solutions technologique existantes et simples, pour peu que le cadre incitatif soit fixé. A minima, il serait opportun de considérer un taux d'asservissement plus élevé dans les scénarios de mix de production qui retiennent un développement plus important d'énergies renouvelables intermittente.

Question 6 : Êtes-vous d'accord avec ces évolutions concernant la ventilation et la climatisation dans le secteur résidentiel ?

Rien à signaler

Question 7 : Êtes-vous d'accord avec ces évolutions concernant le froid et le lavage dans le secteur résidentiel ?

Rien à signaler

Question 8 : Êtes-vous d'accord avec ces évolutions concernant les TIC dans le secteur résidentiel ?

Rien à signaler

Question 9 : Êtes-vous d'accord avec ces évolutions concernant la cuisson dans le secteur résidentiel ? Pensez-vous que la part de marché de l'électricité pour cet usage est appelée à poursuivre sa croissance ?

Si une hausse des repas à l'extérieur est considérée comme une hypothèse valable, il faut ajuster en parallèle l'utilisation résidentielle des appareils de cuisson : nombre de cycles de four, d'heures d'utilisation du micro-onde ou plaques de cuisson par an.

Question 10 : Êtes-vous d'accord avec ces évolutions concernant l'éclairage dans le secteur résidentiel ?

Rien à signaler

Question 11 : Êtes-vous d'accord avec cette évolution du parc de surfaces dans le secteur tertiaire ? Considérez-vous que les surfaces constituent le meilleur indicateur de volume pour évaluer la demande électrique dans le secteur tertiaire ?

Rien à signaler

Question 12 : Êtes-vous d'accord avec cette évolution du parc de chauffage électrique et des performances des installations dans le secteur tertiaire ?

Rien à signaler

Question 13 : Êtes-vous d'accord avec ces évolutions de la climatisation dans le secteur tertiaire ?

Rien à signaler

Question 14 : Partagez-vous cette vision du volume de CET et de CES à 2035, des taux de pénétration et des performances énergétiques dans le secteur tertiaire ?

Rien à signaler

Question 15 : Partagez-vous cette vision sur le déploiement généralisé des LED dans le secteur tertiaire ? Si oui, à quel horizon ? Doit-on par ailleurs considérer une évolution du nombre de points lumineux ? Si oui, laquelle ? Êtes-vous d'accord sur les niveaux de baisse de consommation unitaire envisagés ?

Rien à signaler

Question 16 : Êtes-vous d'accord avec cette évolution de l'usage cuisson dans le secteur tertiaire ? Estimez-vous que la part de marché de l'électricité pour cet usage est appelée à poursuivre sa croissance ?

Si une hausse des repas à l'extérieur est considérée comme une hypothèse valable, il faut ajuster en parallèle l'utilisation résidentielle des appareils de cuisson : nombre de cycles de four, d'heures d'utilisation du micro-onde ou plaques de cuisson par an.

Question 17 : Êtes-vous d'accord avec cette évolution du besoin de froid dans le secteur tertiaire ?

Rien à signaler

Question 18 : Êtes-vous d'accord avec cette vision sur l'évolution des équipements informatiques ? Pensez-vous que d'autres usages NTIC sont appelés à se développer et à peser significativement sur la demande électrique ?

Rien à signaler.

Question 19 : Êtes-vous d'accord avec cette vision de l'évolution de l'éclairage public ?

Nous ne voyons pas de bonnes raisons de ne pas considérer un parc 100 % LED dans l'éclairage public en 2035, comme proposée dans les secteurs résidentiel et tertiaire (scénario haut). L'égalité entre les valeurs médiane et basse devraient être justifiées.

Question 20 : Êtes-vous d'accord avec cette vision de l'évolution des « data centers » ? Disposez vous de sources de données sur les évolutions passées et à venir du parc installé en France ?

Rien à signaler.

Question 21 : Quelles sont vos remarques sur ces évolutions en volume et en intensité électrique du secteur industriel à l'horizon 2035 ?

Pour certaines industries de transformation primaire fortement consommatrice d'électricité, les économies d'énergie provenant du recyclage des matériaux sont importants : Acier, Aluminium, Verre, Plastiques, Papiers-cartons (voir p.87 de l'analyse de la demande du scénario Négawatt ici). Les hypothèses faites sur l'évolution de la part des taux de recyclage de ces industries devraient être présentées de façon transparente.

Question 22 : Quelles sont vos remarques sur ces évolutions de besoin de transport et de parts modales à l'horizon 2035 ?

Rien à signaler.

Question 23 : Êtes-vous d'accord sur l'utilisation de ces hypothèses relatives au transport et au développement de l'électromobilité à l'horizon 2035 ? Y a-t-il d'autres variantes que vous souhaiteriez voir analysées ?

Rien à signaler.

Question 24 : Êtes-vous d'accord avec ces hypothèses relatives aux secteurs de l'énergie et de l'agriculture à l'horizon 2035 ? Estimez-vous qu'il y aurait un enjeu à modéliser un couplage entre électricité et réseaux de chaleur ?

Rien à signaler.

Question 25 : Êtes-vous d'accord avec le lien introduit entre croissance économique et investissement renforcé dans l'efficacité énergétique ? Avez-vous d'autres trames d'analyse à proposer ?

Puisque l'horizon temporel est fixé à 2035, il serait utile qu'au moins un des scénarios (si ce n'est plusieurs), parmi ces variantes s'inscrivent dans le cadre des objectifs de transition fixé par la loi de transition énergétique côté demande. Notamment :
-sur la rénovation énergétique avec un rythme supérieur à 500 000 rénovations par an en tenant compte de l'objectif de rénovation des passoires énergétiques avant 2025.

- la baisse de 20 % en 2030 et de 50 % en 2050 de la consommation d'énergie finale par rapport à 2012.

A priori, le scénario le plus adapté correspondrait à la variante forte croissance économique, forte capacité de financement de l'efficacité énergétique et de l'électrification des usages. Ils devraient de plus correspondre aux objectifs de diversification du mix électrique fixés pour 2023 (charbon) 2025 (nucléaire) et 2030 (ENR).

Question 26 : Voyez-vous d'autres enjeux énergétiques sur le volet « demande » à analyser dans le Bilan prévisionnel 2017 ? Si oui, lesquels ?

Le développement du pilotage des consommations d'électricité dans les différents scénarios, en lien avec les besoins de flexibilité pour faire face à la production variable des ENR.
S'il est à peu près admis que le système électrique français dispose pour leur de réservoirs de flexibilité suffisant, ce n'est pas certain que ce soit encore le cas dans le cadre d'un changement important du mix de production d'une part et une pénétration importante des véhicules électrique. Cet

enjeu et les hypothèses de pilotage des consommations doivent être clairement présentées et mise en adéquation avec les besoins de flexibilité qui découlent de l'évolution du mix de production.

Hypothèses d'offre à l'horizon 2035 du Bilan prévisionnel 2017

Question 1. Avez-vous des remarques sur ces éléments de cadrage ? Voulez-vous proposer des éléments complémentaires ?

Il serait judicieux de ne pas se concentrer uniquement sur l'horizon 2035, mais en profiter pour publier des éléments sur l'horizon de temps 2030, étant donné sa pertinence politique tant au niveau national que communautaire (horizon des objectifs existants en matière d'énergies renouvelables).

Question 2. D'autres analyses vous sembleraient-elles nécessaires sur la base des scénarios de mix de production envisagés à l'horizon 2035 ? Pouvez-vous préciser lesquelles ?

Il serait utile d'approfondir les analyses économiques, en publiant les résultats sur l'évolution des prix de l'électricité à venir dans les différents scénarios (prix de l'énergie mais aussi prix de la capacité), ainsi que les niveaux de rémunération des filières renouvelables par les prix de marché (afin notamment de mesurer le niveau prévisible des compléments de rémunération nécessaires).

Nous considérons qu'il est en effet opportun de considérer l'impact sur le mix de production de l'autoconsommation.

Enfin, une analyse détaillée des besoins de flexibilité au niveau nationale et éventuellement centrée sur certaines zones tendues (Bretagne et PACA notamment) du réseau devrait également être menée.

Question 3. Partagez-vous les principes de construction des scénarios décrits ci-dessus ? Pouvez-vous indiquer, le cas échéant, vos propositions en matière de représentation de telle ou telle filière ou vos propositions en matière de modélisation ?

Les principes généraux nous semblent bons. Deux questions méthodologiques sur l'analyse de la rentabilité économique des actifs de production demanderaient à être précisées :

- Quelles hypothèses seront faites pour l'évolution des rémunérations par le marché des moyens de pointes? Les propositions européennes en cours de discussion proposent la suppression du prix-plafond sur le marché de gros ou la fixation de celui-ci au niveau de VoLl (value of loss load) déclarée par les Etats membres, ce qui pourrait s'avérer crucial pour la rémunération des actifs de pointes (TAC) et donc l'incitation à investir dans ces actifs par le marché de l'électricité.
- Il faudrait également expliciter la modélisation de la rémunération de capacité pour les filières concernées.

Question 4. Proposez-vous d'autres références externes de coûts de combustibles et de CO_2 ?

Rien à signaler

Question 5. Êtes-vous d'accord pour retenir :
- une hypothèse basse de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 26 GW et
- une hypothèse haute de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 52 GW ?

L'hypothèse basse parait extrêmement conservatrice par rapport aux tendances de baisse des coûts et aux objectifs politiques fixés. Au sujet du calendrier des appels d'offres pour les 3 prochaines années fixés à 1 GW/an, il faudrait préciser la source car le calendrier n'est à priori pas connu. A minima, nous pensons qu'il faudrait se placer sur la trajectoire de l'hypothèse basse de la PPE (soit 1,5 GW/an).

Question 6. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la filière éolienne terrestre ?

Nous sommes globalement d'accord avec les hypothèses de coût d'investissement pour 2017. Par contre, la variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035 (-7%, soit un taux de croissance annuel moyen d'environ -0,4%) nous parait conservatrice au regard d'autres études récentes (notamment de l'IRENA[1], de NREL ainsi que de Berkely Lab, NREL, IEA Wind Task 26[2]). Ainsi, les travaux du Berkeley Lab, NREL, IEA Wind Task 26 envisagent une décroissance des CAPEX de 12% sur 16 ans (tcam de -0,8%). L'étude de l'IRENA envisage une décroissance des coûts de 12% sur dix ans (tcam de -1,2%). Dans ce contexte, il nous pourrait réaliste de retenir un taux de décroissance des coûts d'investissement d'environ 15% (tcam de -0,9%).

Il serait par ailleurs judicieux d'expliciter les hypothèses techniques concernant les deux installations types retenues, notamment en matière de temps moyen de fonctionnement à pleine puissance. Etant donné les progrès technologiques en cours, ces valeurs sont également amenées à s'améliorer sensiblement[3] dans un avenir proche. Les installations « standards » en 2035 seront en effet pour la plupart des installations de « nouvelles générations » y compris en raison du remplacement d'éoliennes anciennes par de nouvelles technologies plus efficientes.

Question 7. Êtes-vous d'accord avec des hypothèses de capacités installées à l'horizon 2035 comprises entre 3,5 et 9,5 GW d'éolien en mer posé, et comprises entre 0,1 à 2,1 GW d'énergies marines ?

Rien à signaler

Question 8. Compte tenu du caractère émergent de ces filières, quels délais moyens de réalisation préconisez-vous de retenir pour l'éolien en mer posé et les énergies marines ?

Rien à signaler

Question 9. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour l'éolien en mer posé, l'éolien flottant et l'hydrolien marin ?

En ce qui concerne l'éolien en mer posé : Une baisse des coûts CAPEX de 33% entre 2017 et 2035 est en phase avec beaucoup de scénarios médians existants et nous paraît bonne.

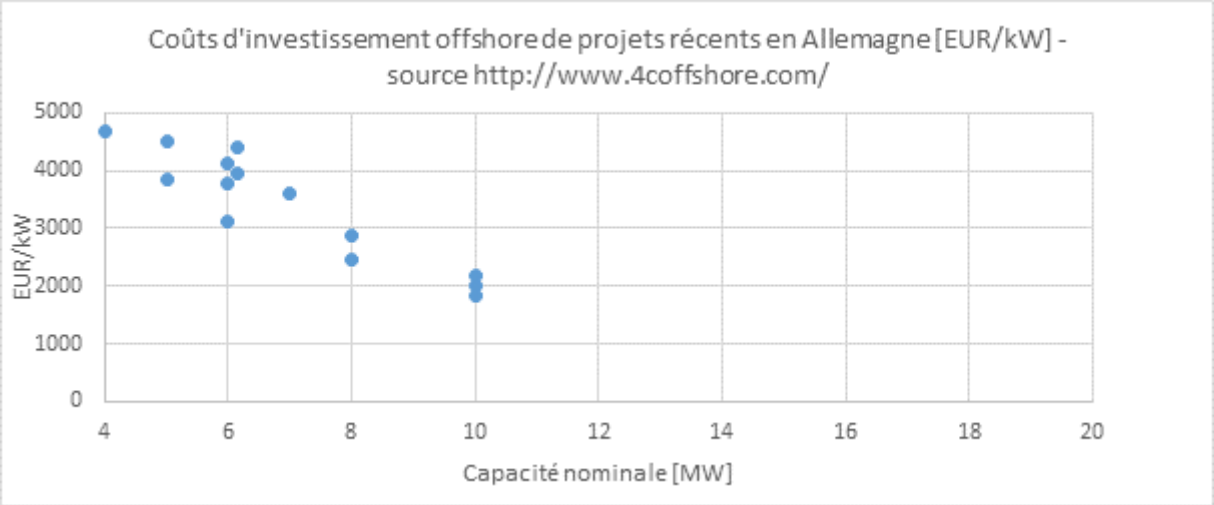
Par contre les coûts d'investissement retenus pour 2016 ne semblent pas refléter les évolutions récentes du marché, qui conduisent notamment à l'installation d'éoliennes de forte puissance (en Allemagne, plusieurs éoliennes offshore de capacité unitaire de 8-10 MW ont été installées et des

[1] IRENA (2016). The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025

[2] Wiser et al. (2016). Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts. Berkely Lab, NREL, IEA Wind Task 26.

[3] Voir notamment NREL http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html

projets de 12-15 MW sont en cours de développement). Les coûts d'investissement unitaires (EUR/kW) de tels projets peuvent être largement inférieurs aux valeurs données par l'ADEME pour des installations 2016. Voir notamment les données ci-dessous basée sur des projets réels en construction où déjà construits en Allemagne[4].



Dans ce contexte, nous proposons de calibrer les coûts offshore sur la base d'une référence de 3000 €/kW (médian), voire 2500 €/kW (optimiste) en 2016, en faisant l'hypothèse que ces éoliennes de puissance toujours croissantes seront, également en France, rapidement les référence du marché.

Question 10. Êtes-vous d'accord de supposer :
- **un volume minimal de PV au sol compris entre 3 et 23 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures industrielles compris entre 14 et 18 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures résidentielles compris entre 3,4 et 7,4 GW ?**

Le niveau de volume minimal de PV au sol devrait être relevé pour correspondre au niveau bas de la PPE (0,9 MW/an). En effet, en tenant compte du gisement existant de 48 GW sans concurrence des terres (hypothèses de l'étude 100 % EnR de l'Ademe) et de la baisse des coûts du PV particulièrement pour les centrales au sol, il n'y a aucune raison valable à priori de penser que ces projets ne se réaliseront pas.

Question 11. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour le solaire photovoltaïque ?

Les coûts d'investissement (CAPEX) de référence nous semblent largement surévalués, en particulier pour le PV au sol. Les derniers appels d'offres français pour le PV au sol, dont les résultats ont été dévoilés en mars 2017[5], ont délivré un tarif d'achat moyen de 62.5 €/MWh. En considérant un ensoleillement moyen de 1200 heures, ce tarif correspond à un coût d'investissement de l'ordre de 650-800 €/kW pour une exploitation du parc dans les prochaines années (en fonction de diverses hypothèses des taux d'actualisation, durée de vie des installations et coûts d'exploitation considéré). Conformément aux hypothèses qui sont proposées pour le bilan prévisionnel, de tels niveaux de CAPEX ne seraient atteint qu'à l'horizon 2035 !

[4] www.4coffshore.com
[5] http://www.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2017.03.09%20cp%20develop%20energie%20solaire.pdf

Par ailleurs, de nombreuses études récentes projettent des CAPEX pour le PV au sol de l'ordre de 480-580 €/kW en 2030 (Cheetah - 20156), 550-750 €/kW en 2030 et 450-710 €/kW en 2030 (Fraunohfer ISE - 20157) ou 440-645 €/kW (Photovoltaic Technology Plateform).

Nous proposons dans ce contexte de modifier les CAPEX de référence à 850 €/kW (pour l'année 2017). Par ailleurs, appliquer la variation proposée (-32%) d'ici 2035 à cette année de référence serait en phase avec les études évoquées ci-dessus (et correspondrait à un CAPEX de 580 €/kW à cet horizon de temps 2035, avec un passage conforme aux prévisions pour 2030).

Question 12. Pour les installations de PV sur toitures (industrielles et résidentielles), selon vous, quelles sont les sources d'information à considérer, les hypothèses et les données à prendre en compte pour ajuster la capacité développée, par exemple de façon non exhaustive, les phénomènes de développeurs précurseurs (*early-adopters*), l'existence d'asymétrie d'information sur la rentabilité attendue ou les difficultés de financement ?

Ok

Question 13. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacités et de coûts proposées pour la filière ?

Ok

Question 14. Compte tenu de l'absence de mise en service récente en France, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous de retenir une STEP ?

Ok

Question 15. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacité pour les bioénergies ?

Ok

Question 16. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les filières de bioénergies ?

Ok

Question 17. Avez-vous des remarques sur ce cadrage concernant la filière nucléaire ? En particulier, quelles variantes proposez-vous d'étudier ?

En raison des incertitudes entourant la réalisation du grand carénage, le scénario de poursuite de la baisse de la part du nucléaire devrait dans les faits étudier un scénario de fermeture des réacteurs de tous les réacteurs nucléaires au bout de 40 années de fonctionnement, soit un scénario de non réalisation des travaux prévus par le grand carénage. Ce scénario pourrait provenir d'une décision politique, d'une impossibilité économique à prolonger ces centrales ou encore d'une impossibilité

[6] CHEETAH (2015). Cost-reduction through material optimisation and Higher EnErgy outpuT of solAr pHotovoltaic modules ;
[7] Fraunhofer ISE (2015). Current and Future Cost of Photovoltaics

technique à se conformer aux recommandations de l'Autorité de sûreté nucléaire pour une exploitation au-delà de 40 ans. Un tel scénario entre de plus dans le cadre du respect de l'objectif de réduction à 50% de la production d'électricité nucléaire à l'horizon 2025 (Figure 15 p. 28 de l'étude de l'IDDRI).

Question 18. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la production nucléaire de 2ème génération et de 3ème génération ?

L'hypothèse de coût d'investissement à 1200 kW/an de l'étude Iddri/Agora Energiewende est basée sur l'estimation du coût du grand carénage fournie par EDF à la Cour des Comptes pour son rapport de 2016.

Question 19. Considérez-vous que la production de l'ensemble du parc thermique à flamme doive être contrainte par un volume global d'émissions de CO_2 à l'horizon 2035 ?

Oui, aucun scénario ne devrait aboutir à une augmentation des émissions de CO2 du secteur électrique français.

Question 20. Quelle valeur proposez-vous de retenir sur la part du biogaz injecté dans le réseau de gaz à l'horizon 2035, afin d'en tenir compte dans le calcul des émissions de CO_2 du secteur électrique ?

Ok

Question 21. Êtes-vous d'accord pour une capacité minimale installée de CCG de 1,2 GW ?

Ok

Question 22. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les cycles combinés au gaz ?

Ok

Question 23. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses retenues pour la filière charbon ?

Ok

Question 24. Êtes-vous d'accord avec l'hypothèse d'un parc de centrales à cogénération au gaz compris entre 3 GW et 12 GW à l'horizon 2035, soit environ 0,75 à 3 fois le parc actuel ?

Ok

Question 25. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les centrales à cogénération au gaz naturel ?

Ok

Question 26. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses relatives aux turbines à combustion ?

Ok

Question 27. Proposez-vous d'autres sources sur le gisement et le coût des effacements ?

Ok

Question 28. Êtes-vous d'accord avec les gisements et les coûts proposés pour les différents types d'effacements ?

Ok

Question 29. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les batteries ?

Ok

Question 30. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour la filière *power-to-gas* ?

Ok

Question 31. Compte tenu du caractère émergent de cette filière, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous pour une installation de *power-to-gaz* ?

Ok

Question 32. Avez-vous des remarques sur ces hypothèses (interconnexions) ?

Ok

Question 33. Avez-vous des suggestions complémentaires sur la prise en compte des parcs étrangers ? Notamment, quelles études ou données proposez-vous d'utiliser ?

Il serait pertinent de s'assurer que les scénarios 2035 considérés pour les parcs étrangers soient conformes aux engagements énergétiques et climatiques de ces états (et le cas échéant les ajuster, comme cela a été fait par exemple pour l'Allemagne par Enervis/Agora Energiewende (https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Kohlekonsens/Agora_Kohlekonsens_KF_WEB.pdf)