RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
*Liberté*
*Égalité*
*Fraternité*

ADEME
AGENCE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

# ACTUALISATION DU BILAN PREVISIONNEL 2023 ET ANALYSES SPECIFIQUES AU DIMENSIONNEMENT DU PARC DE PRODUCTION ET DE FLEXIBILITES DES PROCHAINES ANNEES, EN LIEN AVEC LA REFONTE DU MECANISME DE CAPACITE ET LA REFORME EUROPEENNE DU MARCHE DE L'ELECTRICITE

**CONTRIBUTION ADEME**

Le 08/04/2025

Service Electricité Renouvelable et Réseaux

Le gouvernement a récemment lancé une consultation publique afin de refondre le mécanisme de capacité, qui permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement. L'ADEME y a apporté une contribution dans laquelle nous partageons avec l'Etat nos remarques et interrogations sur les besoins à mettre en œuvre sur le mécanisme de capacité, notamment sur les sujets de certification des capacités, la priorité accordée aux flexibilités décarbonées ou encore la répercussion de leur coût.

Afin de partager ce regard de l'ADEME avec les équipes de RTE en charge de l'actualisation du bilan prévisionnel et d'apporter des éléments de réponse sur certaines questions de la présente consultation, vous trouverez la contribution de l'ADEME en annexe à cette réponse.

## Question 1 - le cadrage de l'étude

**Partagez-vous les principaux enjeux et objectifs de l'étude ?**
**Voyez-vous d'autres enjeux qu'il serait souhaitable d'éclairer grâce au prochain Bilan prévisionnel ?**

L'ADEME partage l'intérêt d'actualiser le bilan prévisionnel de façon récurrente pour adapter les trajectoires en fonction des investissements réels, d'autant plus dans le contexte actuel. L'ADEME n'identifie néanmoins pas de nouveaux enjeux, car ils étaient selon nous déjà bien identifiés précédemment. Tout particulièrement à travers le scénario C « Mondialisation contrariée », et tout spécifiquement les variantes « défaut de réaction » et « résilience industrielle ». Il faudrait probablement enrichir ces scénarios et analyses d'autant plus pertinentes dans le contexte géopolitique global qui remet en cause la mondialisation, et les objectifs climatiques. Ce qui pourrait vouloir dire de repasser systématiquement en revue les grandes hypothèses structurantes portant sur les politiques de soutien et d'accompagnement à l'échelle nationale, européenne et internationale qui déterminent les trajectoires :

- De sobriété et d'efficacité énergétique ;
- D'électrification des usages (bâtiment, mobilité, industrie, agriculture) ;
- De développement des autres sources d'énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire thermique, notamment) ou leur importation ;

- De réindustrialisation ;
- De production d'hydrogène décarboné, notamment pour l'industrie, les transports ou l'équilibrage du réseau ;
- De recours aux technologies de captage et de stockage de carbone.

Ce Bilan Prévisionnel se veut d'apporter les analyses nécessaires pour paramétrer le prochain mécanisme de capacité. Il semble ainsi important d'éclairer sur les trajectoires les plus réalistes d'évolution des consommations, mais **également de préparer une mise en oeuvre rigoureuse des objectifs énergetiques et industriels de la SNBC et de la PPE** pour ne pas se retouver pris de cours en cas de reprise économique.

Ainsi, au même titre qu'est considérée l'étude d'un scénario plus réservé sur l'atteinte des objectifs industriels d'électrification des usages, l'ADEME attend que soit étudiée une trajectoire en accord avec les objectifs de la PPE en s'alignant sur la fourchette haute.

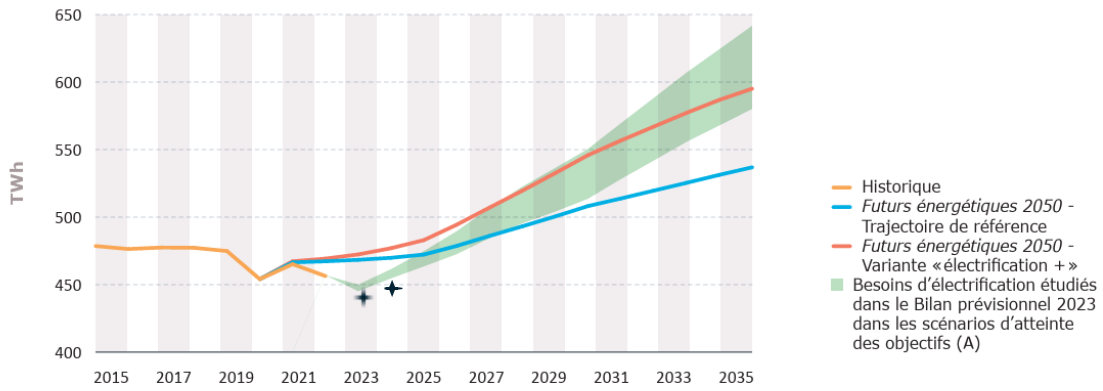
Il est également recommandé dans la PPE3 d'élaborer un **« tableau de bord de l'électrification »** qui servirait de support au suivi des évolutions passées et prévisibles de la consommation d'électricité, par rapport à la trajectoire définie par les documents de programmation. Ce bilan prévisionnel pourrait permettre à RTE de définir la structure et les éléments (notamment sectoriel yc. les sous-secteurs) à intégrer à ce tableau de bord, avec les valeurs de la trajectoire « idéale » de référence d'électrification.

## Question 2 – les scénarios

**Partagez-vous l'approche proposée d'étudier deux scénarios principaux ? Si non, que proposez-vous ? Partagez-vous les principes de construction du nouveau scénario « D » ? Selon vous, quels principes de construction de ce scénario pourraient être envisagés au-delà de 2030 ?**

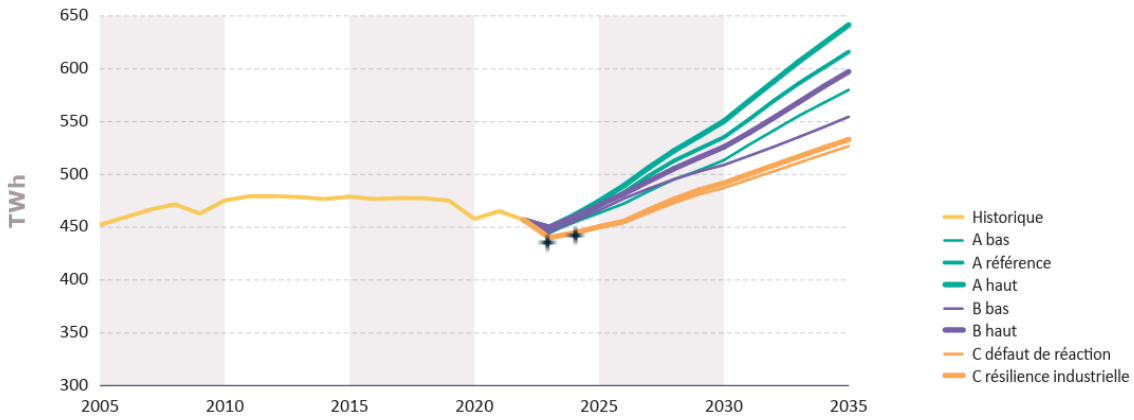
Parmi l'ensemble des scénarios de consommation électrique dans « Futurs Energétiques 2050 » (prospective long terme) avec une évolution des consommations dans la plage 555-754 TWh à l'horizon 2050, mais aussi ceux du « Bilan prévisionnel 2023-2035 » (prospective court et moyen terme) avec une évolution des consommations dans la plage 525-640 TWh à l'horizon 2035, vous résumez les évolutions de consommations constatées dans la figure suivante :

**Figure 2.9** Comparaison des trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité dans le Bilan prévisionnel 2023 et les *Futurs énergétiques 2050*




On peut alors noter que les années (voir étoiles) 2023 à 446 TWh, et 2024 à 449 TWh restent en dessous de la plupart des trajectoires. Ceci souligne la grande difficulté de capter les dynamiques économique, politique, sociale et internationale, d'anticiper les tendances sectorielles, et de prendre en compte tous les aléas qui impactent les grandes hypothèses structurantes permettant de prévoir l'évolution de la consommation électrique.
Toutefois, on constate aussi (figure ci dessous) que deux scénarios (défaut de réaction, résilience industrielle) semblent mieux correspondre à la trajectoire récente d'évolution de la consommation électrique.

Figure 2.42 Consommation intérieure d'électricité dans les différentes trajectoires




**Ces deux scénarios sont des variantes du scénario plus global C « Mondialisation contrariée » correspondant à un contexte macroécomique dégradé tout en maintenant l'atteinte des objectifs de décarbonation**. Dans l'élaboration de ces scénarios, vous déclariez que : « Ces trajectoires ont une base commune forte : une moindre croissance de l'économie qui se traduit par une moindre augmentation des besoins en énergie (effet volume plus faible), à la fois en lien avec les consommations des industries et du secteur tertiaire, mais également par une moindre consommation des ménages, contraints par la baisse de leur pouvoir d'achat.
En outre, ces mêmes difficultés sont de nature à retarder les investissements dans les solutions bas-carbone et ainsi la décarbonation des secteurs du transport, des bâtiments et de l'industrie ».

Aujourd'hui, **ce scénario semble effectivement mieux représenter la trajectoire d'évolution de la consommation électrique à court et moyen terme, s'il n'y a pas de changements importants dans le contexte macroéconomique et les grandes hypothèses structurantes durant la période 2025-2035**. Il faut aussi noter que ce scénario a été développé pour mieux intégrer la baisse tendancielle de la consommation électrique enregistrée lors de la décennie 2013-2023, tout en tenant compte d'un contexte économique, politique, social et international moins favorable à une accélération forte de la décarbonation.

L'ADEME propose ainsi de considérer les scénarios A et C pour cette nouvelle édition, sans création d'un nouveau scénario pessimiste sur l'atteinte des objectifs de décarbonation et d'électrification des usages qui enverrait des messages défavorables pour la filière et risquerait de retarder les investissements et impacterait une éventuelle reprise de la demande.

Ce scénario pessimiste (sous la forme du nouveau scénario D ou d'une actualisation du C) ne correspondra pas à une trajectoire de consommation permettant d'atteindre les objectifs climatiques**.** Il semble ainsi important pour l'ADEME d'étudier des variantes ouvrant sur une reprise tardive des objectifs ou l'intégration de nouveaux leviers, par exemple :

- **Proposer une variante qui réintègre au-delà de 2030 l'atteinte des objectifs climatiques comme élément structurant**. Pour la définition du scénario et son récit, les difficultés politiques à définir une trajectoire du secteur électrique consensuelle pourront être intégrées.
- Du côté de la filière EnR, le scénario est assez réservé sur leur massification et fait des EnR une variable d'ajustement dans la production. **Il manquerait peut-être à ce scénario l'intégration d'une variante sur ce qui pourrait se passer en matière d'autoconsommation individuelle et collective,** en lien avec le développement d'offres de rachat du surplus en dehors de EDF OA ou encore compte tenu de l'évolution des prix de l'électricité pour les consommateurs, qui pourraient avoir un impact sur le développement du PV en dehors de ce qui a été prévu par les pouvoirs publics. Est-ce que l'autoconsommation individuelle et l'autoconsommation collective pourraient influencer la trajectoire du PV, ou bien est-ce que cela restera marginal à 2035 ?

Enfin, pour avoir un vrai point de comparaison avec ce narratif et comme évoqué en réponse à la première réponse de cette consultation, l'ADEME souligne l'importance d'étudier dans un scénario de

référence, et non dans une éventuelle étude de sensibilité, une trajectoire répondant aux objectifs de la PPE.

### Question 3 – le cadrage macroéconomique

**La trajectoire de croissance du PIB retenue dans le cadre favorable du Bilan prévisionnel 2023 (+1,1%/an en moyenne à l'horizon 2035) vous semble-t-elle toujours pertinente comme base pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel 2025 ?**
**La différenciation des deux scénarios sur la base d'une hypothèse de réindustrialisation vous parait-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Un rebouclage macroéconomique de cette hypothèse sur la trajectoire de croissance économique vous parait-il opportun ?**

### Question 4 – consommation dans les bâtiments (hors datacenters)

**S'agissant des secteurs résidentiel et tertiaire, partagez-vous la proposition d'étudier la même trajectoire d'évolution de la consommation dans les deux scénarios ? Disposez-vous d'éléments qui permettraient de les différencier ?**

### Question 5 – consommation des datacenters

**S'agissant des datacenters, estimez-vous que les trajectoires devraient être revues par rapport à la trajectoire du Bilan prévisionnel 2023 : par exemple, en vue de rehausser la trajectoire du scénario « A actualisé », soit baisser la trajectoire du scénario « D » ?**
**Au vu des volumes de raccordement évoqués, partagez-vous l'approche de RTE d'appliquer des prudences, en particulier concernant l'utilisation des puissances de raccordement demandées ? Les annonces du « Sommet pour l'action sur l'IA » de février 2025 vous semblent-elles de nature à rehausser ces perspectives de raccordement (des projets totalisant environ 3 GW ayant déjà été annoncés) ?**
**Aux opérateurs de datacenters : merci de transmettre à RTE les informations dont vous disposez au sujet du ramp up de vos datacenters : délai entre la mise à disposition de la puissance électrique et l'atteinte d'une puissance nominale ? Cette puissance nominale est-elle différente de la puissance souscrite pour vos installations ? Ces paramètres sont-ils différents pour des centres de données dédiés à l'intelligence artificielle (facteur de charge plus faible, montée en charge plus rapide…) ?**

### Question 6 – consommation des transports (hors hydrogène)

**Pour la mise à jour du scénario « A », pensez-vous qu'il soit pertinent de maintenir le niveau d'électrification du secteur des transports à l'horizon 2035 étudié dans le cadre du scénario « A-référence » du BP2023, malgré le ralentissement observé sur les ventes de véhicules électriques en 2024 et le resserrement des aides ?**
**Proposeriez-vous d'autres inflexions relatives au secteur du transport à prendre en compte dans l'un ou l'autre des scénarios ?**

Pas d'objet

### Question 7 – consommation de l'industrie et pour la production d'hydrogène

**Que pensez-vous d'une révision à la baisse de l'ordre de 20 TWh à l'horizon 2030 au périmètre de ces deux secteurs pour la mise à jour du scénario « A » (130 TWh versus 150 TWh), et d'une baisse de l'ordre de 40 TWh pour le scénario « D » ?**
**Aux industriels : Quelles difficultés éventuelles rencontrez-vous dans la mise en oeuvre des projets d'électrification ? Pensez-vous que les perspectives d'électrification des feuilles de route de décarbonation se confirmeront et à quelle échéance ?**

La question du niveau d'activités est déterminante dans les besoins en électricité.
Voici un tableau comparatif de différents exercices prospectifs par rapport au précédent BP de RTE (extrait d'un état de l'art « électrification des procédés industriels » que l'ADEME va publier très bientôt et qui sera transmise aux équipes de RTE) :

| Consommation d'électricité supplémentaire liée au levier de l'électrification directe (et indirecte) | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Méthodologie** | **Technologies et usages** | **Secteurs** | **Hypothèses de production et d'activité industrielle** | **Scénarios** | Conso 2019 | Conso 2035 | **2035 vs 2019** | Conso 2050 | **2050 vs 2019** |
| **ADEME** *Plans de transition sectoriels* (2024) | Application du levier électrification en concurrence des autres leviers de décarbonation | ▪ Tous usages<br>▪ Electrification des chaudières inclue | Secteurs énergo-intensifs uniquement : acier, aluminium, ciment, éthylène, chlore, ammoniac, papier-carton, sucre et verre (230 sites) | Baisse globale de production (en tonnes de produits) en 2050 par rapport à 2019 :<br>U2 : -25%<br>U3 : -8%<br>U4 : -22%<br>NB : Les secteurs du verre et d'aluminium sont en croissance d'ici 2050 quel que soit l'univers | U2 | 37 TWh | 43 TWh | +7 TWh + 16 TWh (H2) | 48 TWh | +11 TWh + 34 TWh (H2) |
| | | | | | U3 | 37 TWh | 53 TWh | +16 TWh + 25 TWh (H2) | 68 TWh | +31 TWh + 26 TWh (H2) |
| | | | | | U4 | 37 TWh | 44 TWh | +8 TWh + 2 TWh (H2) | 48 TWh | +12 TWh + 4 TWh (H2) |
| **ALLICE** *Potentiels d'électrification des procédés thermiques industriels (2021)* | Evaluation d'un potentiel technico-économique maximal d'électrification | ▪ Electrification des procédés thermiques uniquement<br>▪ Hors électrification des chaudières | Tous secteurs industriels | Consommation d'énergie de l'industrie constante d'ici 2035 | Scénario vert | 18 TWh | 64 TWh | +46 TWh | | |
| **RTE** *Futurs énergétiques 2050* (2022) | Application de l'électrification comme principal levier de décarbonation et de rénovation de l'appareil productif français | ▪ Tous usages<br>▪ Electrification des chaudières inclue | Tous secteurs industriels | Croissance de l'activité industrielle : +40% de valeur ajoutée entre 2019 et 2050 | Scénario de référence | 113 TWh | | | 180 TWh | +67 TWh |

Les objectifs de la SNH de 6.5 GW en 2030 et 10 GW d'électrolyse en 2035 devraient être revues à la baisse. Ainsi une consommation à la baisse de la consommation pour la production d'hydrogène est en phase avec la stratégie.
De plus, le recours à l'électrolyse est challengé dans de nombreux secteurs : abandons ou reports de projet, solutions de décarbonation concurrentes (par exemple le CCS). Ainsi, dans le secteur des engrais, en 2030, l'usine « type » semble être 10-15% d'H2 électrolytique et le reste produit à partir de gaz (avec ou sans CCS).
Le secteur qui pourrait rehausser les productions électrolytiques d'hydrogène serait la production de e-carburants. Le cout de la production d'hydrogène par électrolyse est de second ordre dans ce marché poussé par les règlementations. Cependant,

- dans le secteur du maritime, les amendes de non-respect de Refuel Eu maritime sont peu incitatives (contrairement au secteur de l'aviation).
- Pour les e-fuels carbonés, l'approvisionnement en CO2 biogénique (pour respecter la réglementation post 2040) est un véritable challenge. Mais la France dispose de ce type d'émetteurs sur son territoire notamment avec les papeteries. C'est un avantage par rapport à d'autres pays européens.
- Le recours à des imports (notamment pour le e-NH3, composé ne nécessitant pas de source de CO2) est aussi une possibilité, même si en 2030 les volumes seront limités (parc de navires existant, terminaux d'imports).

Globalement, L'ADEME est plutôt en phase avec une baisse de la consommation dans la production électrolytique d'hydrogène par rapport à l'exercice précédent. Ensuite il est difficile de quantifier cette baisse, notamment en lien avec l'incertitude sur les e-carburants, dont les 1eres usines devront émerger pour 2030.

### Question 8 – flexibilités de consommation

**Pensez-vous réaliste de revoir à la hausse l'hypothèse de véhicules dont la recharge serait pilotée en V2G à l'horizon 2030 ?**
**Partagez-vous l'hypothèse de baisse de la flexibilité des électrolyseurs sur le court terme ?**

L'ADEME est en phase avec l'analyse de l'avance industrielle du développement de la bidirectionnalité de la recharge. L'Agence a également pu constater la maturité des technologies par les projets qu'elle a soutenus dans le cadre de programme d'innovation ou de recherche. Les hypothèses proposées par RTE de 2% de la flotte en 2030 semblent donc réalistes au regard du gisement de véhicules disponibles. Le défi reste néanmoins sur l'adaptation des marchés et le développement des opportunités économiques pour sécuriser ces gisements.

L'ADEME est en phase avec une baisse de la flexibilité des électrolyseurs dans le BP2025. Le passage à 45% des électrolyseurs s'effaçant ponctuellement est peut être encore optimiste :

- Tous les projets émergeant actuellement visent un fonctionnement en base
- La monté en maturité des électrolyseurs (peu de retours sur les premiers électrolyseurs opérés dont la puissance est de 1 à 20 MW, passage à de futures installation industrielles de plus de 100 MW) induira de la prudence sur les opérateurs de telles installations.
- Dans la quasi-totalité des cas, les électrolyseurs seront couplés à des procédés consommateurs dont la flexibilité de l'ensemble reste à démontrer
- Les SMR en back up ne semblent pour l'instant pas démontrer des montées en régime compatibles avec la flexibilité demandée coté électrique.

Au final en 2030, les électrolyseurs flexibles pourraient être très limités (<20%) sauf dans certaines zones géographiques où l'existence potentielle de stockage en cavités salines (AURA & PACA) pourrait améliorer cette flexibilité (avec des questions différentes notamment du remplissage des stockages soit basé sur des surcapacités d'électrolyse ou le recours à des imports H2 ou NH3 reformé).

### Question 9 – production nucléaire et contraintes d'exploitation

**A tous – partagez-vous la reconduction de l'hypothèse prudente d'un productible nucléaire de 360 TWh à moyen terme et d'une variante plus haute de disponibilité visant une production de l'ordre de 380-400 TWh ?**
**A l'exploitant – pouvez-vous communiquer toute informations sur le planning d'arrêts des réacteurs, y compris de l'EPR de Flamanville, sur les prochaines années (risques pesant sur les prolongations et sur les derniers contrôles liés à la CSC, impacts des projets CAMOX et d'augmentations de puissance, etc.)? Quel volume global cible de modulation annuelle envisagez-vous à l'avenir ? Quelle proportion maximale de ce volume serait mutualisable avec de la modulation pour absence de débouché économique (lorsque le prix marginal est inférieur au coût variable). Si le besoin de modulation pour absence de débouché économique devenait trop important, quel serait le comportement le plus réaliste du parc nucléaire (augmentation de la modulation, maintien de la cible de production nucléaire avec donc un report du besoin de modulation sur les écrêtements de production renouvelable en France et en Europe, autre) ? Est-ce que l'instruction du dossier de prolongation du parc à 60 ans voire au-delà pourrait conduire à réduire de manière préventive la capacité du parc à moduler ?**
**En dehors de ces évolutions, quelles hypothèses relatives aux conditions d'exploitation du parc faudrait-il adapter par rapport aux précédentes études ?**

Pas d'objet

### Question 10 – énergies renouvelables

**Dans le cadre de la mise à jour du scénario « A », partagez-vous la proposition de reconduire les hypothèses du scénario « A-ref » du BP2023 cohérentes avec les ambitions affichées dans la PPE en consultation (à l'exception du solaire) ? S'agissant du photovoltaïque en particulier, quelles trajectoires vous semblent devoir être considérées en référence ?**

**Pour la définition du nouveau scénario « D », partagez-vous les propositions d'une prolongation du rythme actuel pour le solaire et l'éolien terrestre, et d'une vision prudente sur l'éolien en mer ? Considérez-vous que des rythmes spécifiques devraient être étudiés sur la période 2030-2035 ?**

En ce qui concerne le rythme de déploiement du solaire photovoltaïque, il est rappelé dans le document de consultation que malgré le ralentissement industriel constaté le développement du parc photovoltaïque a poursuivi son accélération en France ces dernières années avec respectivement 3,1 GW et 4,7 GW installés en 2023 et 2024, prolongeant ainsi l'inflexion constatée en 2021. Par ailleurs le développement de l'autoconsommation individuelle PV (croissance de 54% du nombre d'installations entre 2023 et 2024) révèle de l'essor très important ces dernières années de la filière et du potentiel d'intégration du dôme de production solaire dans l'habitude de consommation des usagers du réseau.

Ainsi il semble plus en cohérence pour l'ADEME de **garder des trajectoires ambitieuses sur le développement du solaire PV dans le scénario de référence A en se basant sur l'atteinte des objectifs de la PPE**. Le cadre réglementaire en vigueur avec l'obligation de solarisation ou de végétalisation des bâtiments neufs tertiaires de surface supérieure à 500 $m^2$ avec l'élargissement aux bâtiments existants en 2028, l'obligation de solarisation des parkings de surface supérieure à 1 500 $m^2$ à partir de 2028, et les objectifs de réduction des consommations sur le réseau du « décret tertiaire », pourrait permettre de poursuivre cette accélération et atteindre l'objectif de 6GW/an de la fourchette haute de la PPE.
A court terme, avec les modifications à la baisse des politiques de soutien à l'autoconsommation lié au décret S21, ce maintien d'objectif passera plus probablement par le développement d'installations au sol soutenu par les obligations du bâtiment.

En ce qui concerne l'éolien en mer, l'ADEME constate comme RTE plusieurs facteurs de risques pouvant retarder la montée en charge de la filière et le raccordement des parcs. Compte tenu de l'arrivée de technologies moins matures que l'éolien posé sur monopile dans les 10 prochaines années (jacket en plus grande profondeur, éolien flottant), et du fait des oppositions et recours en justice, et du temps de développement actuel des projets en cours, il semble cohérent de **considérer un retard de 1,5 à 2 années sur les objectifs de la PPE3** dans un scénario dégradé à l'horizon 2035. Ce retard fait redescendre **l'objectif de 12 GW de production en 2035**. Si celui nous paraît crédible pour le scénario D (ou C actualisé), l'ADEME recommande de ne pas descendre en deçà, les 10 GW évoqués nous semblant trop éloigné des objectifs initiaux et minimiser les capacités industrielles de la filière.

### Question 11 – parc thermique

**Aux exploitants : avez-vous de nouvelles perspectives de fermeture, prolongation de vos moyens de production (durée de vie envisagée, projet de modification du combustible principal, principaux jalons décisionnels) ?**
**Dans quelles mesures les projets de décarbonation des sites hébergeant certains moyens thermiques pourraient conduire à leur fermeture ? Selon quel calendrier ?**
**Quelles trajectoires vous sembleraient pertinentes d'étudier sur l'évolution de la capacité installée des cogénérations au gaz (amplitude des risques de fermetures à considérer) ?**
**A tous : avez-vous des projets de développement de nouveaux moyens de production ne fonctionnant pas aux combustibles fossiles ?**

Pas d'objet

### Question 12 – batteries

**Selon vos modèles d'affaires, pensez-vous que d'autres hypothèses devraient être considérées sur le développement des batteries ? A la lumière de vos projets de développement de batteries, partagez-vous ces hypothèses sur les tailles/durées des batteries à considérer ?**

L'ADEME partage l'intérêt d'avoir à disposition des batteries de 4h pour l'équilibrage journalier et, dans une moindre mesure, hebdomadaire. Les modèles d'affaires partagés par les développeurs sur les prochaines années restent encore aujourd'hui dépendant des services systèmes, en particulier sur l'aFRR énergie. Il semble donc probable que la majorité des futurs raccordements se placent encore sur un

ratio énergie/puissance de 2h, pour ne pas brider les options de revenus par limitation de puissance, les batteries privilégiant la diversification des revenus.
Ainsi, il est possible qu'avec cette hypothèse de développement de batteries de 4h au-delà du socle « dédié » aux services systèmes, les modélisations de RTE pour 2030 sous-estiment la puissance du futur parc batterie en demande de raccordement.
Cela permet cependant de se projeter dans une hypothèse de développement des batteries dans un réseau électrique privilégiant les moindres puissances de raccordement aux postes.

**Question 13 – hypothèses européennes** **Que pensez-vous des ajustements proposés sur les hypothèses européennes pour la construction et l'étude du scénario « D » ?**

**Question 14 – hypothèses de coûts**

**Disposez-vous d'éléments nouveaux permettant de déterminer les coûts réels de fonctionnement de vos moyens de production existants, en particulier ceux à risque de fermeture en l'absence de rémunération capacitaire ?**

**Batteries - Selon vous, les hypothèses de coûts de développement des batteries devraient-elles être mises à jour depuis le BP2023 ? Quelle taille de batteries prévoyez-vous majoritairement de développer (en nombre d'heures de stock) ?**

**Thermique – quels sont les coûts des projets de nouvelles centrales thermiques décarbonées, ou de conversion de centrales existantes (CAPEX et OPEX fixes et variables) ?**

**Flexibilités de consommation - Quels coûts préconisez-vous de retenir pour la mise en place des flexibilités de consommation en fonction du gisement mobilisé, des secteurs (industriel, résidentiel, tertiaire) et du type d'effacement (pilotage tarifaire, pilotage dynamique, valorisé de façon implicite ou explicite) ?**

**Coûts du capital – Comment les évolutions récentes du taux sans risque ont impacté vos coûts de financement ? Dans le cadre précis des projets d'investissement en lien avec le mécanisme de capacité, quel niveau de coût de capital anticipez-vous en fonction de la durée des contrats pluriannuels ? (préciser, par exemple et si pertinent, la structure des financements envisagés, les coûts associés ainsi que les décompositions entre taux sans risque et primes de risque)**

**Question 15 – hypothèses de projection des prix des commodités**

**Prix des combustibles - Vous semble-t-il pertinent de reconduire les hypothèses de prix des combustibles retenues dans le cadre macroéconomique favorable du BP2023 ? Quelles analyses de sensibilités jugez-vous nécessaire d'étudier ?**

**Prix du CO2 - La différenciation de l'hypothèse de prix du CO2 entre les deux scénarios vous parait-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Pensez-vous nécessaire d'étudier des analyses de sensibilités supplémentaires sur le prix du CO2, si oui lesquelles ?**

**Question 16 – autres hypothèses liées à la projection des revenus**

**Revenus complémentaires – Selon vos modèles d'affaires, quels revenus perçus sur les autres marchés (e.g., infrajournalier, réserves, services système, chaleur, etc.) seraient à intégrer à l'analyse de rentabilité économique (en €24/kW/an pour vos différents moyens de production et stockage) ?**

**Aversion au risque – L'hypothèse d'une aversion au risque affectant les anticipations des revenus issus des marchés de l'énergie vous semble-t-elle fondée ? Si oui, validez-vous sa modélisation via l'utilisation d'une CVaR avec un seuil de 90 % ?**

Pas d'objet