Consultation publique de RTE sur le Bilan Prévisionnel 2025
Réponse de NW
Avril 2025

Thème	Question	Réponse NW
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 ?	-
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 ?	-
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 ?	
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 ?	

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 ?	
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 ?	
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 ?	

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 ?	
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 ?	Le cadre actuel de marché et les évolutions techniques dans l'électrochimie ont permis ces dernières années, sans mécanisme de soutien, une dynamique de développement du stockage par batteries raccordées au réseau électrique. La dynamique devrait se prolonger, tirant parti de la polyvalence des batteries, qui sont techniquement aptes à proposer des services variés. La neutralité technologique dans les politiques énergétiques, comme la mise en œuvre d'instruments de plus en plus efficients pour assurer un raccordement rapide au réseau, seront des vecteurs importants d'une insertion active des batteries dans le système énergétique. NW estime que les batteries de 2 h sont adaptées à la très grande majorité des besoins marché, et ne voit pas à date de signes particuliers que le marché tende vers des batteries de 4 h
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)	Les évolutions techniques dans la conception et la production de cellules lithium-ion, dans l'industrie automobile comme dans le stockage stationnaire, sont à l'origine d'une baisse sensible des prix ces dernières années. Les gains techniques devraient se poursuivre. Le coût complet d'une batterie doit tenir compte aussi des composants électroniques, et du coût de développement. [Phrase confidentielle : des éléments plus précis ont été transmis à RTE en février 2025 dans le cadre d'échanges bilatéraux]. Le coût du capital a en effet évolué à la hausse ces derniers mois du fait des tensions sur les marchés financiers. Comme le cadrage de l'étude le précise, l'évolution des hypothèses est parfois rapide dans le temps, donc difficile à anticiper, compte tenu de la multiplicité et de l'évolution des moyens techniques capables de répondre aux besoins de sécurité d'approvisionnement. Pour cette raison, il est particulièrement important que la neutralité technologique soit toujours respectée afin d'éviter de favoriser des filières qui ne seraient pas les plus avantageuses pour le système : pour un service donné, le prix doit être unique. S'agissant de l'effacement, NW rappelle que les appels d'offres de ces dernières années ont vu émerger un prix autour 55 k€ / MW +/- 50 %. NW ne voit pas de raison particulière que ce prix évolue à la baisse et questionne donc l'idée selon laquelle la flexibilité par la demande puisse être considérée comme à coût nul de mise en œuvre
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 %	La polyvalence des batteries leur permet d'être actives sur différents marchés : capacité, services système, bourses de l'électricité, et lorsqu'ils existent marchés de congestion locale. La combinaison de ces différents revenus est évidemment variable dans le temps, et cela fait partie du savoir-faire des exploitants de batteries que de parvenir à sécuriser ces revenus pour permettre de financer leurs investissements. La stabilité du cadre réglementaire est à cet égard très importante, notamment pour les actifs qui sont encore sous contrat de financement ou non amortis. NW observe avec intérêt que les gestionnaires de réseaux comme le régulateur reconnaissent que l'activation des batteries « au bon moment au bon endroit » contribue à faire diminuer les coûts de fonctionnement des réseaux, ce qui, logiquement, se traduira dans les évolutions successives du TURPE, et permettra aux batteries, si elles sont pilotées en conformité avec l'intérêt du réseau, d'améliorer leur pertinence économique. NW partage l'opinion de RTE que les épisodes incertains de rémunération ne sont pas considérés par les financeurs des projets