Réponses de ENGIE
aux questions posées par RTE lors du GT du 7 décembre 2021

17 décembre 2021

Préambule

Les éclairages sur le calendrier prévisionnel présentés lors du GT du 7 décembre 2021 montrent que les discussions avec la Commission Européenne pourraient aboutir à convenir d'un accord pour une évolution rapide et profonde du mécanisme dès AL 2023 sans pour autant être assuré que les deux options restent dans le cadre de la décision de la Commission Européenne du 8 novembre 2016. Cette situation fait porter un risque sur l'ensemble du mécanisme de capacité et pourrait en définitive conduire soit à sa remise en cause, soit à repousser de quelques années supplémentaires sa refonte. Or pour ENGIE la priorité du travail à réaliser en 2022 est de mener la concertation sur les objectifs et l'architecture du mécanisme de capacité pour AL 2025 (visibilité sur 4 ans, incitation à diminuer la pointe de consommation, mise en œuvre pragmatique de la participation explicite des capacités transfrontalières, intégration cohérente du mécanisme de soutien à l'investissement pour les nouvelles capacités).

Pour répondre au besoin de visibilité des acteurs, il nous semble impératif que, quoi qu'il arrive, une enchère soit organisée dès mars 2022 pour AL 2023 et AL 2024. Par ailleurs, avant de proposer une réforme en 2022 à la Commission Européenne du mécanisme de capacité, il semblerait préférable d'avoir étudié et publié l'analyse du degré de couverture des acteurs obligés en amont de l'année de livraison pour les années 2019, 2020 et 2021. Le travail réalisé dans le rapport du retour d'expérience est insuffisant puisqu'il ne concerne que les deux premières années de livraison. Enfin une étude d'impact des deux options est à réaliser, par exemple en analysant ce qui se serait produit pour AL 2022 si l'une ou l'autre des deux options avaient été adoptée. A la vue du travail qu'il reste à accomplir pour envisager dans l'urgence un "patch" aux règles actuelles, il apparait plus pragmatique et efficace de donner de la visibilité aux acteurs maintenant sur la base des règles v4 et de lancer dès début 2022 la concertation sur l'architecture du mécanisme pour AL 2025.

Laquelle des deux options souhaiteriez-vous voir privilégiée dans l'éventualité d'une mise en œuvre de cette réforme ?

Le GT du 7 décembre 2021 n'a pas permis de préciser suffisamment le fonctionnement des propositions nommées "bouclage par l'offre" et "bouclage par la demande" pour qu'ENGIE soit en capacité de pouvoir se prononcer. En pratique, l'incertitude liée à la mise en œuvre de la réforme ajoute un risque supplémentaire dans le marché de capacité, et est de nature à renforcer les doutes des acteurs de marché sur la formation du prix par rapport aux fondamentaux du système électrique.

Les deux options interdisent des enchères en cours d'année de livraison et après l'année de livraison ouvertes à la fois aux exploitants et aux acteurs obligés . Ainsi elles remettent en cause l'une des caractéristiques du mécanisme existant qui est un marché ouvert en permanence à l'ensemble des capacités quelle que soit la filière. Les capacités d'effacement, mais aussi les capacités en sortie

d'obligation d'achat, ou encore les capacités se rééquilibrant à la hausse en cours d'année de livraison se retrouvent exclues des enchères. Cette situation asymétrique renforce le pouvoir de marché d'un acteur dominant sur le marché de la production qui se trouve être extrêmement concentré.

L'option dite "bouclage par l'offre" interdit la participation directe des capacités transfrontalières. Or l'un des enjeux de la refonte du mécanisme de capacité est précisément de mettre en œuvre cette dernière. La plus-value sur le marché de capacité de la mise en œuvre de cette option à partir d'AL 2023 par rapport à un mécanisme de capacité dans laquelle les capacités transfrontalières peuvent participer directement devra être explicitée.

L'option dite "bouclage par la demande" repose sur l'analyse des registres des acteurs obligés avant l'enchère de décembre AL-1. Cela pose un problème de transparence et de fiabilité du calcul. En effet l'analyse des registres n'est pas évidente, compte tenu de la qualité des données à un instant donnée (exhaustivité, mise à jour, erreurs) et de la diversité des stratégies de couverture permises par le mécanisme. Selon nous, contrairement à l'option dite "bouclage par l'offre" qui pourrait permettre de publier de manière transparente la quantité de GC issue des interconnexions qui ne participeront pas à la dernière enchère, l'option dite "bouclage par la demande" ne permettrait pas de communiquer aux marchés de manière transparente l'information sur la demande insuffisante qui modifie la courbe de la demande.

Au vu des modalités envisagées, et sous l'hypothèse d'une garantie de la disparition des prix de réserve lors de la dernière enchère, seriez-vous in fine favorable à la mise en œuvre d'une telle réforme ?

L'hypothèse d'une garantie de la disparition des prix de réserve lors de la dernière enchère n'est pas suffisante pour être favorable à la mise en œuvre d'une telle réforme. Dans la mesure où des prix de réserve perdureront sur les enchères précédant celle de décembre AL-1, nous ne voyons pas comment la garantie de la disparition des prix de réserve lors de la dernière enchère améliorera suffisamment la compréhension des acteurs de marché à propos de la formation du prix. Typiquement, pour AL 2022, entre les enchères de Q4 2020 et celles de mars et avril 2021, le prix de réserve passe en quelques mois d'un niveau autour de 14-18 k€/MW à un niveau de 28 k€/MW alors même que la tension sur la sécurité d'approvisionnement ne semble pas avoir significativement bougé (les NCC évolués total ou spécifiquement nucléaire étaient stables sur la période). La stratégie d'offre du parc nucléaire nécessite d'être encadrée. Les principes d'établissement de cette stratégie doivent être connus et publics. Il parait nécessaire d'augmenter les contraintes sur la certification du nucléaire afin que les garanties de capacités présentes dans le marché venant du nucléaire soient conformes à la réalité de la fiabilité du parc. Pour cela, le processus de certification et de son contrôle sur les jours PP2 concernant cette filière nucléaire pourrait être revu complètement afin que la quantité de GC venant du nucléaire soit fixée avant AL.

Le cas échéant, si les évolutions présentées ne vous satisfont pas, quelles mesures additionnelles seraient susceptibles de modifier votre jugement ?

Nous partageons le besoin d'une refonte profonde du mécanisme de capacité mais des mesures additionnelles entreprises à la hâte, sans analyse d'impact approfondie, ne sont pas forcément un premier pas dans la bonne direction. Pour ENGIE il faut en priorité désormais travailler à une refonte cohérente du mécanisme de capacité applicable à partir de l'AL 2025..