Remarques de ENGIE
sur les deux propositions d'évolution liées à la sécurisation de la capacité nécessaire en amont de l'AL

29 novembre 2021

Préambule

RTE propose un groupe de travail adhoc afin de travailler sur le sujet de la couverture tardive des acteurs obligés avant AL, avec deux scénarios dits de patches de sécurité mis sur la table. Or les évolutions proposées induisent un changement en profondeur de l'architecture du marché de capacité, laissant présager par leur ampleur le besoin d'obtenir une validation de la commission européenne et dès lors un calendrier d'adoption très incertain. La concertation sur cette évolution ne devrait pas justifier un nouveau différé de l'ouverture des échanges pour AL 2023 et AL 2024. En effet les acteurs obligés fournisseurs ont déjà largement engagé des volumes de vente contractuelles sur ces horizons de temps sans avoir pu les couvrir, ils sont donc en situation de risque et tout retard supplémentaire augmente encore l'exposition au risque pesant sur les fournisseurs.

ENGIE souligne que, dans le REX de RTE, l'analyse du degré de couverture des acteurs obligés en amont de l'année livraison a été réalisée seulement pour les deux premières années du mécanisme de capacité. Elle montre en particulier que, si les acteurs obligés de petite taille ont pu rencontrer des difficultés avant AL à estimer leur obligation pour l'année de livraison AL, le volume non couvert a été en majeure partie (70%) le résultat de la couverture partielle d' acteurs obligés de grande taille. Le retour d'expérience montre aussi que la couverture des acteurs obligés de plus grande taille par rapport à leur pré-estimation a augmenté entre AL 2017 et AL 2018. Ainsi ENGIE demande que cette analyse du taux de couverture en GC soit poursuivie pour les années AL 2019, AL 2020 et AL 2021 afin d'établir la réalité de la situation de la couverture avant AL des acteurs obligés sur ces dernières années.

ENGIE rappelle que l'arbitrage entre le maintien ou la fermeture du moyen de production a lieu au moins trois ans avant l'année de livraison. L'évolution des prix révélés par les enchères plusieurs années avant l'année de livraison est l'élément de visibilité le plus influent sur la sécurité d'approvisionnement. C'est lui qui permet d'aider à la décision de maintien ou de la fermeture/mise sous cocon du moyen de production. Ainsi l'impossibilité actuelle d'échanger des garanties de capacités sur AL 2023 et AL 2024 est contreproductive du point de vue de la sécurité d'approvisionnement..

En conséquence ENGIE est très défavorable aux propositions évoquées en GT et préconise si l'objectif de réduire l'écart de certification est considéré comme incontournable, de se concerter sur des propositions de type évolutions paramétriques, moins en rupture par rapport à l'architecture décentralisée, comme par exemple :

- Encourager les exploitants à certifier leurs capacités à un niveau plus conservateur en augmentant les frais de certification à la baisse, et au contraire en diminuant les frais de certifications à la hausse pour les capacités de plus grandes tailles,

- Encourager les acteurs obligés à se couvrir avant l'année de livraison en modifiant la définition du seuil de déclenchement du prix administré, ainsi qu'en augmentant le prix administré,
- Renforcer les éléments de transparence et de contrôle du fonctionnement de marché, notamment quant au prix de l'offre des garanties de capacités des installations de plus grandes tailles.

Les échanges pourraient ainsi être ouverts sur AL2023 et AL2024 sans délai supplémentaire, ni aléa européen.

Remarques sur la proposition « bouclage par l'offre »

ENGIE remarque que la proposition de la DGEC reste assez schématique, et nécessiterait plus de détails pour mieux en comprendre tous les effets et apprécier l'efficacité de la proposition quant à ses objectifs d'améliorer la sécurité d'approvisionnement ou la lisibilité sur le prix révélé par l'enchère de décembre AL-1.

De notre compréhension, la DGEC propose que RTE fixe unilatéralement le niveau d'obligation France à couvrir en amont de l'AL. ENGIE remarque que cette donnée sera décisive et nécessitera par conséquent une publication suffisamment tôt en amont de l'enchère de décembre AL-1, et en tout état de cause en amont de la transmission par les AO de leur pré-estimation.

Il parait souhaitable, attendu le rôle clé joué par cette capacité cible nationale, qu'une boucle de rétroaction assure que RTE soit incité à la prédire avec la plus grande exactitude. C'est vrai pour l'obligation nationale mais c'est encore plus flagrant sur la valeur de référence qui est une donnée individuelle par AO fournisseur et dont nous comprenons mal en quoi un acteur autre que le fournisseur peut être mieux placé pour évaluer l'évolution d'un portefeuille client, situation d'autant moins confortable que cette valeur de référence pourrait déclencher une pénalisation à PREC majoré. Qui fixe les valeurs de référence ? Sur quelles bases de calcul ? comment éviter des contestations des fournisseurs ? a fortiori si a posteriori l'obligation ex-post constatée est en ligne avec la pré-estimation ?

Indépendamment de la question de la valeur de référence, nous avons tenté ci-dessous une simulation sur la base du mécanisme tel que nous l'avons compris avec un fournisseur F qui évalue correctement sa pré-estimation, alors que les autres fournisseurs la sous estiment. Notre simulation fait apparaitre que les fournisseurs en situation de sous-estimation se trouvent devoir acheter un volume de GC inférieur à ce qu'ils auraient acheter dans le mécanisme actuel. Est-ce bien un effet possible (et acceptable ?) du mécanisme ?

Scénario bouclage par la demande

Pré-estimation en amont d'AL			**réalloc prorata oblig constatée**	**oblig ex-post constatée**
RTE objectif France	104			
fournisseur F	20	**achat aux enchères au niveau de la pré-estimation sinon écart au prix administré**	20,76923077	20
autres AO fournisseurs	80		83,23076923	84
F + autres AO	100		104	104
écart X	4		4 soustrait aux interco pour vente ultérieure au PREC ou PREC majoré	

Autre situation pénalisante (des deux propositions). La DGEC propose qu'à l'issue de l'enchère de décembre AL-1, les échanges entre AO et RPC soient interdits. Seuls les échanges de GC pour les rééquilibrages entre AO et entre RPC seraient admis après cette date. Aujourd'hui le RPC reçoit les Garanties de Capacité à l'issue du processus de certification qui peut parfois être très long, ce qui empêche de pouvoir les vendre sur l'enchère de décembre AL-1, cela concerne en particulier les capacités d'effacement (30%), mais aussi les capacités des filières solaires et éolien (25%). De plus, dans le système actuel, la possibilité de pouvoir valoriser des GC en cours d'AL permet aux exploitants de certifier leur capacité de manière conservatrice et de réaliser, si le marché en a besoin, des rééquilibrages à la hausse (notamment pour les capacités hydrauliques ajustables avec contrainte de stock (25%)). Dans le nouveau système, même si les échanges sont autorisés entre RPC, ils seront très limités car les RPC auront tendance à privilégier le foisonnement de leurs écarts sur leur portefeuille propre plutôt que de faire appel au marché amont devenu très peu liquide et encore plus concentré autour d'un acteur incontournable.

Enfin ENGIE attire l'attention de RTE sur le fait qu'un soin tout particulier devra être porté sur le cadencement des différentes étapes, ainsi que sur la publication des données du mécanisme (Obligation ex ante, somme des pré-estimations de tous les AO…). La transmission à RTE de la pré-estimation aujourd'hui fixée au 31/10/AL-1 arrive beaucoup trop tôt, et devra être reculée après le guichet ARENH, étape cruciale dans le processus de contractualisation pour certains gros clients, si cette pré-estimation devenait une valeur plus engageante qu'aujourd'hui

Remarques sur la proposition « bouclage par la demande »

Une partie des griefs énoncés précédemment sur le scénario de bouclage par l'offre se retrouve dans le bouclage par la demande. Sur le plan économique nous ne sommes pas parvenus à trancher la question d'une équivalence ou pas entre les deux mécanismes, le premier parait plus contraint mais est-ce un gage d'aboutir à une « facture GC » moindre ?

Par contre il nous semble, sous réserve de vérification dans une description plus détaillée, que le scénario bouclage par l'offre procure davantage de visibilité aux acteurs que le scénario bouclage par la demande. Les acteurs seraient moins mis devant le fait accompli d'une enchère « décalée » qu'ils auraient peu eu le moyen d'anticiper.

Enfin, ENGIE remarque que la proposition par "bouclage par la demande" repose sur la lecture de l'état de couverture de chaque acteur avant la dernière enchère d'AL-1 telle qu'elle ressort des registres, ce qui pose un problème de transparence d'une part, et de fiabilité de calcul d'autre part. Comment sont pris en compte les comptes ECH ? Comment s'assurer que les registres sont parfaitement à jour ce qui n'a pas été toujours le cas dans le passé ? comment interpréter sans erreur la position d'un AO membre d'une entreprise qui a plusieurs entrées dans le registre… Ces questions ne nous paraissent pas traitées aujourd'hui.