A Lyon, le 10 novembre 2021

Société KEM ONE
Mme Anne DELVAL
19 Rue Jacqueline Auriol
69008 LYON

OBJET : Consultation relative à la proposition de mise à jour des règles du mécanisme de capacité du 09.11.2021

Madame, Monsieur,

Voici nos réponses :

Question 1.1 : Avez-vous des remarques portant sur la proposition de répartition des jours PP1/PP2 ?

Historiquement, le 1er trimestre est plus froid et il y a davantage de tension sur l'équilibre offre/demande sur les mois de janvier à mars. Opter pour fixer les ¾ des jours PP1 sur ces 3 premiers mois de l'année nous semble pertinent mais nous sommes défavorables à l'idée de retenir un nombre de jour. En effet, le critère de consommation pour placer les jours PP1 va être défini mais que comment allez-vous pouvoir placer ces jours si le seuil de consommation cible n'est pas atteint ? Ces jours PP1 seront placés par défaut avant la fin du mois de mars alors que la consommation pourrait être tout à fait correct.
Nous recommandons donc de ne pas retenir le nombre de jours figé par période mais garder le cadre actuel avec une cible entre 10 et 15. Il est en revanche possible de prévoir ¾ des jours PP1 sur le 1er trimestre.

Question 1.2 : Avez-vous des remarques concernant la simplification des critères de tirages des jours PP2 non PP1 ?

Pour simplifier le critère de tirage, il serait nécessaire que vous communiquiez sur les seuils de consommation et d'équilibre offre demande qui nous permettrait d'anticiper les tirages PP1/PP2. Par exemple, sur le 1er trimestre 2021, 9 jours PP1 ont été tiré lorsque la puissance en France était en moyenne à 85 GW et 2 PP2 ont été tirés lorsque la puissance était de 80 GW. A ce niveau de puissance, devrions nous prévoir des éventuels tirage ?
a simplification des critères de tirages, Historiquement, le 1er trimestre est plus froid et il y a davantage de tension sur l'équilibre offre/demande sur les mois de janvier à mars. Opter pour fixer les ¾ des jours PP1 sur ces 3 premiers mois de l'année nous semble pertinent mais nous sommes défavorables à l'idée de retenir un nombre de jour. En effet, le critère de consommation pour placer les jours PP1 va être défini mais que comment allez-vous pouvoir placer ces jours si le seuil de consommation cible n'est pas atteint ? Ces jours PP1 seront placés par défaut avant la fin du mois de mars alors que la consommation pourrait être tout à fait correct. Nous recommandons donc de ne pas retenir le nombre de jours figé par période mais garder le cadre actuel avec une cible entre 10 et 15. Il est en revanche possible de prévoir ¾ des jours PP1 sur le 1er trimestre.

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 7.9.4, 7.9.5 et dans les dispositions transitoires à l'article 4. Un nouvel article 7.9.5 est introduit. Une mise à jour de la « note de calcul du NCE » sur le Portail Services est également prévue.
Question 2.1 : avez-vous des remarques concernant ces propositions visant à adresser les enjeux d'observabilité et de prise en compte de la fiabilité dans le calcul du NCE ?

Nous comprenons que sur les années précédentes RTE n'a pas été en mesure de tester toutes les EDC, ce qui pose des soucis d'observabilité et donc d'éventuel manque de fiabilité en cas de besoin de toute les capacités.
Vous souhaitez dorénavant tester toutes les entités (EDA/EDE…) et non plus uniquement les EDC (comprenant plusieurs entités). Cela nous paraît d'autant plus compliqué et chronophage pour RTE. D'autre part, nous ne souhaitons pas que les tests d'activation soient rémunérés à un prix inférieur à l'offre de l'acteur → une activation pour un acteur a un coût qu'il semble raisonnable de rémunérer à sa juste valeur (en fonction du prix de revient de l'actif mobilisé

Un décret en Conseil d'Etat est nécessaire pour intégrer cette modification à l'article R. 335-9 du code de l'énergie. Les délais nécessaires à l'adoption d'un tel décret ne permettent pas d'inscrire cette évolution dans le cadre des Règles V4. Cette évolution devra donc être portée par un autre véhicule réglementaire courant 2022.
Cette évolution réglementaire s'appliquera à la place des dispositions prévues à l'article B.1.5.5 des Règles, le cas échéant.
Question 2.2 : avez-vous des remarques concernant cette proposition de mise à jour des contributions transfrontalières afin de renvoyer les bonnes incitations sur le marché de capacité pour répondre à l'objectif de sécurité d'approvisionnement ?

Mettre à jour la contribution transfrontalière avant la dernière enchère est un plus mais ne nous semblera pas suffisant pour permettre d'envoyer le bon message au marché. En effet, il serait intéressant d'observer les niveau d'obligation estimés jusqu'à présent au regard de la capacité disponible. On constate que l'écart était systématiquement positif et que le règlement des écarts s'est traduit par un prix inférieur à 500 €/MW puis le marché était sur capacitaire.
La dernière enchère en A-1, celle qui déterminera le PREC pourrait permettre de donner un juste signal si TOUTES les capacités de production et d'effacement (ainsi que tous les volumes d'obligation étaient représentés. C'est notamment ce qu'il se passe sur le marché de l'énergie.

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 7.3.2.3, 7.6.3.9.3 et 7.6.3.9.4.
Question 3.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?
ii.

Pas de remarque

Les évolutions réglementaires seront directement proposées au sein de la Convention GRD-RTE qui sera notifiée à l'ensemble des GRD ainsi qu'à la Commission de régulation de l'énergie (CRE).
Question 3.2 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

Cette proposition paraît judicieuse.
Jusqu'à présent, RTE indiquait qu'il lui était impossible de communiquer sur le niveau d'obligation d'une année donnée en raison de cette absence de remontée d'information. En considérant donc que le volume est tout à fait minime, pensez-vous pouvoir communiquer le niveau d'obligation dès le 1er janvier A+1 ?

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 5.6.3 et 10.3.3.3.
Question 3.3.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

Pas de remarque

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 5.3.3 et 8.4.2.2.
Question 3.3.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

Pas de remarque, très bonne idée.

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 4.4.8, 4.5.8, 7.4.2.1.1, 7.8.2 et C.5.2.
Question 4 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

Pas de remarque, très bonne idée.

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 4.2.2, 4.3.2, 4.4.2, 4.5.2, 4.6.1, 7.4.1. et 7.4.3.1.
Question 5.1 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

Pas de remarque, très bonne idée.

Les évolutions réglementaires sont proposées aux Définitions ainsi qu'aux articles 2.2 et 5.3.1.
Question 5.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

Le dispositif du mécanisme de capacité a pour objectif de rémunérer les actifs qui ne seraient pas activés dans le marché basé sur « Energy only ». On pense notamment aux moyens type charbon ou gaz. En revanche, en cette fin d'année toutes les capacités sont activés et bénéficient d'une belle rente dont pour certaines filières (nucléaire, enr), d'une double rente entre prix du co2 et coût du gaz élevé.

Les évolutions réglementaires sont proposées aux Définitions ainsi qu'aux articles 7.8.3.1, A.1.1 et B.1.1.
Question 5.3 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

Pas de remarque

Question 6 : Identifiez-vous des problèmes à ce que l'ouverture des échanges pour ces AL soit retardée le temps de concerter cette dernière évolution ? Dans l'affirmative, selon vous, jusqu'à quelle date limite, ces discussions pourraient-elles être menées ?

Non cela nous paraît pertinent.

Les évolutions réglementaires sont donc proposées à l'article B.4.
Question 7.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

Pas de remarque

4.3. Coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité est établi de manière à assurer la cohérence entre le fonctionnement du marché de capacité et l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Il est établi de telle sorte que si le système électrique respecte exactement le critère de sécurité d'approvisionnement, alors il y a un équilibre parfait entre le volume global de l'obligation et le volume global de certificats. Si le système est en sur-capacité ou en sous-capacité, alors, il y a un excédent ou un déficit de

certificats par rapport au niveau de l'obligation. Le coefficient de sécurité se calcule comme le ratio entre l'estimation du nombre de certificats calculés sur la situation de référence « équilibrée à 3 heures » et la puissance de référence.
Le o

4.3.2. Résultat du coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité pour les années de livraison 2023 et 2024 est estimé à 0,99.

AL	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coefficient de sécurité	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99

Figure 6 : Coefficient de sécurité passé et proposé pour AL 2023 et 2024

Question : Avez-vous des remarques sur ces propositions de modification des paramètres du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024 ?

Est-ce que vous pourriez communiquer le détail du calcul pour le coefficient de sécurité des différentes années présentées ?

Compte tenu des marges sur le système électrique apparaissant à date à partir de l'hiver 2024-2025, le risque pour l'équilibre offre-demande de l'année 2024 se situe sur l'hiver 2023-2024 ce qui justifie de définir le prix administré à partir de cet hiver.
Figure 4 : CoNE en k€/MW certifié/an en fonction des gisements de capacités disponibles (en GW) et des besoins de marges identifiés
Sur la base des valeurs estimées dans les différentes configurations, RTE propose de saisir la Commission de régulation de l'énergie d'une valeur du prix administré de 60 k€/MW pour les années de livraison 2023 et 2024.

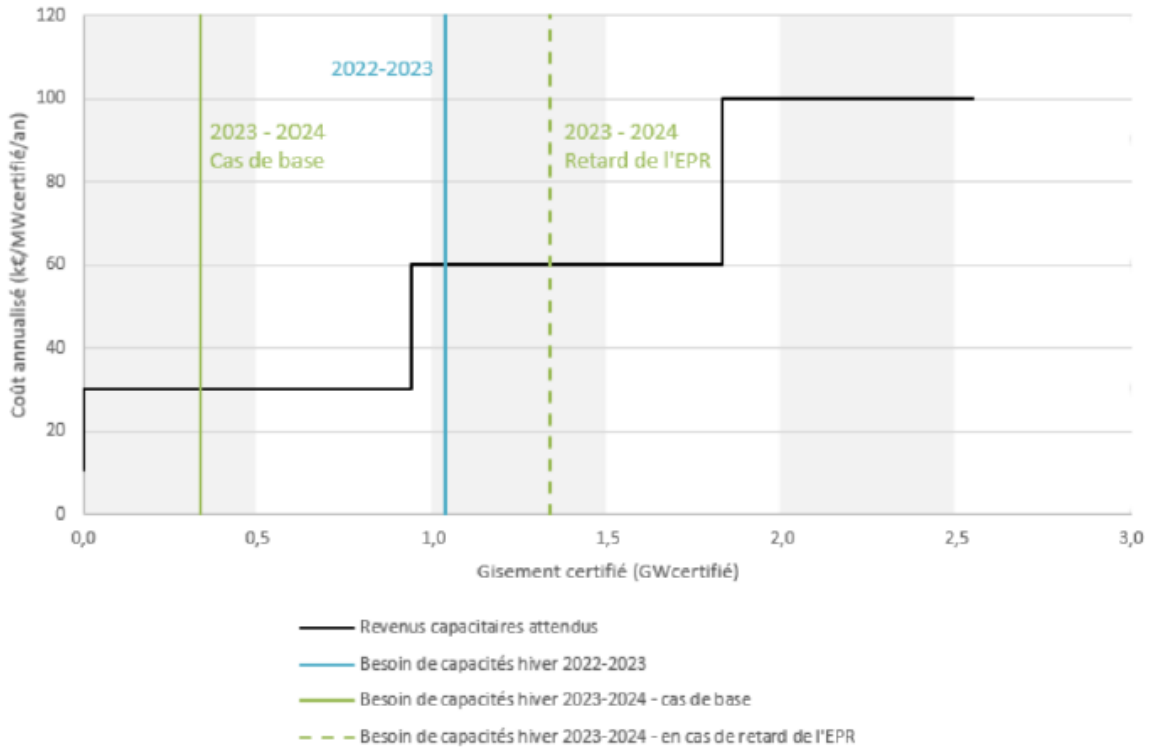


Figure 4 : CoNE en k€/MW certifié/an en fonction des gisements de capacités disponibles (en GW) et des besoins de marges identifiés

Question : Avez-vous des remarques sur cette proposition de valeur du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 ?

AU regard de la figure 4 sur le CoNE en K€/MW certifié/an, nous comprenons qu'il y a un cas de base et un cas de retard de l'EPR dont le prix évolue entre 30 et 60 k€. Pourquoi retenir 60 k€ et pas 30 k€ ?

GT6 MECAPA- Présentation des 2 propositions reçues par RTE pour la sécurisation de la capacité avant le début de l'AL (en vue d'un autre jeu de Règles).

Sous Concerte, vous avez déposé un support avec des suggestions pour sécuriser la capacité avant le début de l'année. Ces propositions d'évolution proviennent de la DGEC et d'EDF.
Vous indiquez également dans ce support que la *« question de la lisibilité de la formation du prix constitue par ailleurs un enjeu de premier ordre pour RTE et les autorités publiques ».*

En reprenant l'analyse du mécanisme de capacité faite par la CRE dans la délibération n°2021-292 du 23/09/201, cette autorité reconnait également des « difficultés structurantes quant à la formation du prix sur le marché de la capacité ». Hors, la cause principale que la CRE identifie viendrait de « la temporalité longue des échanges sur le marché de capacité, de gré à gré ou via des enchères organisées régulièrement, permet aux acteurs d'échanger des certificats de capacité de 4 ans avant à 3 ans après l'année de livraison. ». De ce point de vu, si toutefois l'idée serait de rendre la dernière enchère AL-1 structurante pour établir le prix de la capacité, il serait de notre point de vu essentiel

d'avoir déjà fixé une puissance cible disponible de l'acteur dominant (exemple 85%). Cette puissance cible devant être cohérente avec les moyennes internationales.
Ensuite, si toutefois il devait y avoir une seule enchère structurante pour fixer le prix, il faudrait s'assurer que les MW de capacité ou d'obligation qui auraient déjà couvert leur besoin/obligation ne puissent pas participer à cette enchère.
Et enfin, il faudrait alors que l'intégralité des volumes participent à cette unique enchère et donc d'une part les capacités prévisionnelles disponibles et les obligations selon les estimations faites d'autres part.
Par ailleurs, afin de ne pas permettre d'échange en dehors de cette enchère, il serait pertinent d'interdire les échanges en OTC, de gré à gré qui, de plus, sont tout à fait opaques.
Enfin, une dernière enchère dite de « rééquilibrage » interviendrait après l'année de livraison, en septembre AL+1 par exemple afin de permettre aux acteurs de se rééquilibrer. Les obligés devant vendre ou acheter leur volume respectivement sur-couvert ou sous-couvert et les capacités certifiées devant acheter ou vendre leur volume sous-couvert ou sur-couvert.
Au final : 1 enchère en AL-1, une enchère en AL+1.

Par rapport à la proposition faite par la DGEC dite « bouclage par l'offre »

Proposition « bouclage par l'offre »

La proposition de la DGEC se décline en plusieurs étapes :

1. **RTE fixe ex ante le niveau d'obligation France** à couvrir en amont de l'AL.
2. Les AO pré-estiment leur niveau d'obligation et le communiquent à RTE. **Ces pré-estimations sont engageantes** puisque des contrôles et/ou des pénalités seraient appliqués en cas d'absence de communication de cette pré-estimation obligatoire ou en cas d'écart significatif par rapport à une valeur de référence à définir. L'objectif est de s'assurer d'un niveau total des pré-estimations des AO le plus proche possible de l'obligation France ex ante.
3. Les AO sont fortement incités à **se couvrir en GC exactement à hauteur de cette pré-estimation** avant le début de l'AL, car tout MW couvert en sus ou en-dessous du niveau pré-estimé est pénalisé au prix administré.
4. RTE calcule le delta entre l'obligation France ex ante et la somme des pré-estimations remontées par les AO. **Sur la dernière enchère avant l'AL, RTE met en vente à tout prix ses GC d'interconnexions diminuées du delta.**
5. **A l'issue de cette enchère, les échanges entre AO et RPC sont interdits**. Seuls les échanges de GC pour les rééquilibrages entre AO (d'une part) et entre RPC (d'autre part) sont admis après cette date.
6. Ex post, la somme des obligations réalisées est extrapolée au niveau de l'obligation France ex ante. Le niveau individuel d'obligation de chaque AO est obtenu au pro-rata de leur obligation réalisée.
7. RTE met en vente auprès des AO, pendant ou après l'AL, les GC d'interconnexions réservées lors de l'étape 4 au PREC (ou à un PREC majoré).

- De notre point de vue, cette proposition est équitable entre acteurs que si les niveaux de certification deviennent également engageantes. En cas d'écart, au même titre que les pré-estimations, des pénalités s'appliqueraient en cas d'écart significatif par rapport à la valeur cible. On peut se rappeler d'un échange de garantie de capacité entre acteurs réalisé en AL+3 de plus de 2 GW.
- Il faudrait définir un seul canal d'échange de garantie de capacité (stopper les échanges en otc/gré à gré)
- Avoir une seule enchère avant l'année AL pour permettre la rencontre efficace de l'offre et la demande.

Par rapport à la proposition faite par EDF dite « bouclage par la demande »

Proposition « bouclage par la demande »

La proposition d'EDF se décline en plusieurs étapes :

1. **RTE fixe ex ante le niveau d'obligation France** à couvrir en amont de l'AL.
2. Quelques jours avant l'enchère de référence, tous les échanges sont interdits. En faisant la différence entre le niveau d'obligation France ex ante et les échanges déjà réalisés, **l'obligation nationale résiduelle à couvrir (X)** est calculée.
3. **Le croisement entre la courbe des offres de vente et une courbe représentant un achat à tout prix du volume X permet de déterminer le prix P.** Ainsi les conditions permettant la rencontre de toute l'offre résiduelle avec l'obligation nationale résiduelle à couvrir sont recréées.
4. L'intersection de la courbe des offres d'achat au niveau du prix P permet de déterminer **le volume Y de GC qui sera effectivement échangé entre RPC et AO au prix P lors de cette enchère**.
5. Le volume X-Y de GC non acquises sur cette enchère est réservé pour une mise en vente ultérieure auprès des AO, pendant ou après AL, au prix P (ou à un prix P majoré).
6. **A l'issue de cette enchère, les échanges entre AO et RPC sont interdits**. Seuls les échanges de GC pour les rééquilibrages entre AO (d'une part) et entre RPC (d'autre part) sont admis après cette date.
7. Ex post, la somme des obligations réalisées est extrapolée au niveau de l'obligation France ex ante. Le niveau individuel d'obligation de chaque AO est obtenu au pro-rata de leur obligation réalisée.

8

- Idem remarque précédente.
- La problématique par rapport à cette proposition vient du fait que le volume offert/souhaité à la vente ou à l'achat peut être défini aléatoirement et donc orienté pour permettre un croisement au prix souhaité. C'est notamment ce qui se passe lorsqu'un acteur majoritaire est à la fois le principal offreur de capacité et demandeur de capacité…
-