CONSULTATION SUR LES REGLES NEBEF V3.4

– CONTRIBUTION D'ENERGY POOL –

Le Bourget du Lac, le 15 novembre 2021

– PREAMBULE –

Energy Pool autorise la publication de cet avis dans le cadre de la consultation sur l'évolution des règles NEBEF.

1. INTEGRATION DU COUT DE LA CAPACITE DANS LES BAREMES DE VERSEMENT FOURNISSEUR REGULES

1.1. Pour les sites télérelevés

En préambule, nous nous interrogeons sur l'intérêt de laisser le modèle régulé pour les sites en contrat unique.

Appliquer le modèle corrigé à tous les sites télérelevés simplifierait grandement les règles en supprimant la notion de barème de versement pour les sites télérelevés.

Il est à noter que l'application du modèle corrigé à tous les sites télérelevés permettrait aussi de faciliter la possibilité pour ces sites de participer au MA à la baisse.

Une concertation sur ce sujet en GT effacement nous semble nécessaire.

→ Q2 : Êtes-vous en phase avec l'approche consistant à lisser ce coût de la capacité dans le barème télérelevé ?

S'il faut intégrer le coût de la capacité dans les barèmes de versement fournisseur, Energy Pool préfère que soit maintenu le poste saisonnier Hiver avec un lissage du coût de la capacité plutôt que soit introduit un nouveau poste PP1, afin de ne pas complexifier davantage la lisibilité des termes contractuels pour les sites concernés.

→ Q3 : Êtes-vous en faveur de répercuter l'obligation de capacité uniquement sur le poste Peak Hiver afin de simplifier la formule du barème de versement ?

Pour les mêmes raisons que ci-dessus, nous tolérerons que le coût de capacité s'applique uniquement sur le poste horaire Peak, mais nous pensons que dans les contrats uniques la capacité est lissée sur les postes Peak et Offpeak. Auquel cas, il serait plus adapté de lisser l'obligation de capacité dans le barème de versement sur les postes Peak et Offpeak hiver plutôt que sur le poste Peak hiver uniquement.

→ Q4. Pour la part non couverte par les droits ARENH - Etes-vous en faveur de la méthode proposée pour déterminer le prix de la capacité appliqué ?

Nous sommes favorables à la proposition de RTE.

® ENERGY POOL DEVELOPPEMENT S.A.S. | SIREN : 511 797 904 R.C.S Chambéry | Capital : 843 313 € | Siège : 20 rue du Lac Majeur, 73370 Le Bourget-du-Lac

→ Q5. Pour la part relative aux volumes ARENH écrêtés - Êtes-vous en faveur de considérer le même prix de la capacité que pour la part non couverte par les droits ARENH ?

Non, Energy Pool préfère le prix de l'enchère de décembre N-1, qui nous semble plus proche de la réalité, quitte à repousser de quelques jours la publication des barèmes pour attendre les résultats de l'enchère. Ce léger délai serait acceptable pour nous comme pour nos clients.

→ Q6. Approuvez-vous l'évolution proposée de la formule du barème de versement fournisseur pour les sites télérelevés ?

La proposition de RTE nous paraît acceptable une fois pris en compte les commentaires aux questions précédentes.

→ Q7. Approuvez-vous la fixation de la valeur du terme $\frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}$ *au vu de sa faible variation d'une année à l'autre ?*

La fixation de ce terme nous parait acceptable aujourd'hui.

1.2. Pour les sites profilés

→ Q8. Approuvez-vous la détermination de la part capacitaire du barème profilé basée sur le coût de la capacité déterminé dans le calcul du TRV ?

Energy Pool n'est pas concerné.

2. REVISION DES MODALITES D'AGREMENT TECHNIQUE

2.1. Modalités proposées

→ Q9. Approuvez-vous les modalités de révision de l'agrément technique telles que proposées ?

Energy Pool est en ligne avec RTE concernant les problèmes liés à l'agrément technique tel qu'il est mis en œuvre à l'heure actuelle. Une refonte est donc nécessaire, et Energy Pool remercie RTE d'avoir fait des propositions quant à de nouvelles modalités d'agrément.

Energy Pool regrette cependant la durée trop longue du processus lié à cet agrément technique, et il semble réaliste de pouvoir le raccourcir. En effet, il serait préférable de travailler à un raccourcissement des différents processus de vérification de la fiabilité (dont une assurance que les processus de récupération de données depuis les GRD soient réalisés dans les temps) plutôt que de partir sur un nouveau processus très long sur la base des contraintes actuelles.

Voici une proposition pour raccourcir le processus :

- Les vérifications pourraient être faites sur 12 mois qui ne seraient pas forcément une année calendaire
- RTE pourrait faire les calculs de fiabilité de manière mensuelle et les communiquer mensuellement aux acteurs pour effectuer une vérification au fil de l'eau afin de limiter les aller-retours entre acteurs et RTE après les calculs initiaux faits par RTE
- Des alertes pourraient alors être lancées par RTE en cas de trop forte déviation afin d'inciter l'acteur à améliorer sa fiabilité sur le reste de l'année

® ENERGY POOL DEVELOPPEMENT S.A.S. | SIREN : 511 797 904 R.C.S Chambéry | Capital : 843 313 € | Siège : 20 rue du Lac Majeur, 73370 Le Bourget-du-Lac

Il est toutefois préférable que les limitations prévues dans le cadre de cet agrément porte sur une année calendaire afin de mieux gérer les contrats de capacité (mécanisme de capacité, AOE, RR-RC..)

→ Q10. Approuvez-vous la limitation de la puissance maximale valorisable en fonction de la fiabilité mesurée en année N-2 et du barème proposé ?

Le principe de limitation en MW peut être problématique : un acteur offrant une puissance inférieure aux limitations ne serait en effet pas incité à être fiable contrairement aux acteurs ayant une plus grosse puissance offerte. L'impact sur le réseau serait effectivement moindre, mais cela pourrait être problématique en termes de concurrence entre les différents acteurs.

En tout état de cause, il nous semble que cette limitation ne devrait pas s'appliquer dans les cas où il y aurait moins de 3 activations sur NEBEF ou MA :

- En effet, une non-activation ne signifie pas une mauvaise disponibilité de la part de l'acteur, et n'a aucun impact négatif sur le système
- Le calcul de l'indicateur pourrait cependant s'appliquer quelque soit le nombre d'activations. Un acteur qui aurait 1 seule activation ratée pourrait alors être incité à se faire activer pour compenser sa défaillance, mais cette incitation ne serait pas nécessaire pour un acteur qui a eu une seule activation réussie.

Par ailleurs, pour être en cohérence avec les règles MA-RE, aucune limitation ne devrait s'appliquer pour une fiabilité > 80%. Les coefficients devraient donc être revus, voici une proposition :

Fiabilité N-2	Limitation
>80%	Aucune limitation
Entre 70% et 80%	500 MW
Entre 60 et 70%	200 MW
Entre 50 et 60%	100 MW
< 50%	50 MW

Concernant la limitation sur la demande initiale :

- Nous nous étonnons d'une limitation à 100MW alors qu'aucun REX n'a établi que la valeur de 180MW des règles actuelles était trop élevée
- Nous pensons qu'une demande d'agrément après le 30 septembre de l'année N ne devrait pas imposer un début d'agrément au 1er janvier N+1. En revanche dans une telle situation, la limitation pourrait s'appliquer jusqu'au 31/12 N+1 si nécessaire

2.2. Calendrier de mise en œuvre

→ Q11. Approuvez-vous l'entrée en vigueur différée à début 2024 des modalités proposées de l'agrément technique ?

Oui, même si cela est regrettable que la longueur du processus impose ce décalage.

® ENERGY POOL DEVELOPPEMENT S.A.S. | SIREN : 511 797 904 R.C.S Chambéry | Capital : 843 313 € | Siège : 20 rue du Lac Majeur, 73370 Le Bourget-du-Lac

Ce délai devrait néanmoins être mis à disposition pour réfléchir à des solutions d'automatisation du calcul des critères de fiabilité afin de réussir à limiter la durée de ce processus d'agrément, et notamment à des solutions de fiabilisation de la mise à disposition des données par les GRD à RTE (point nécessaire à un calcul correct et rapide des critères de fiabilité).

→ Q12. Approuvez-vous la prolongation de l'ensemble des agréments techniques arrivant à échéance après l'entrée en vigueur des règles NEBEF 3.4 jusqu'à fin 2023 ?

Oui, cela paraît être la solution la plus simple. Néanmoins nous nous questionnons sur les marges de manœuvre qu'auraient RTE en cas de dérive de la fiabilité des acteurs en 2022 et 2023.

→ Q13. Approuvez-vous la suppression de la limitation de la capacité valorisable sur NEBEF liée à l'écart NEBEF mensuel Opérateur d'Effacement ?

Oui, cette modalité était trop complexe dans sa mise en œuvre opérationnelle

3. EVOLUTIONS DE L'HOMOLOGATION POUR LES METHODES PAR HISTORIQUE ET PAR PREVISION

3.1. Méthode par prévision – Suppression de l'homologation initiale

→ Q14. Approuvez la suppression de l'homologation initiale pour la méthode par prévision assortie des modalités proposées ?

Oui, nous sommes favorables à la proposition de RTE.

3.2. Méthodes par prévision et par historique - Critères de suivi

→ Q15. Etes-vous en faveur des modalités de calcul du critère de suivi en cas d'absence de courbes de charge ?

Oui, nous sommes favorables à la proposition de RTE.

→ Q16. Etes-vous en faveur de l'évolution du critère de suivi avec la prise en compte de la capacité maximale ?

Oui, nous sommes favorables à la proposition de RTE.

3.3. Méthode par historique – Périodes d'indisponibilité exceptionnelles

→ Q17. Etes-vous en faveur de la suppression de la contrainte des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilités exceptionnelles ?

Oui, nous sommes favorables à la proposition de RTE.

3.4. Méthode par historique – Prise de référence des méthodes 10J

→ Q18. Etes-vous en faveur du décalage de la période de calcul de la courbe de référence pour les méthodes 10J et du passage à la période de J-12 à J-2 ?

Oui, nous sommes favorables à cette évolution

® ENERGY POOL DEVELOPPEMENT S.A.S. | SIREN : 511 797 904 R.C.S Chambéry | Capital : 843 313 € | Siège : 20 rue du Lac Majeur, 73370 Le Bourget-du-Lac

4. EVOLUTIONS DIVERSES

4.1. Contrôle du réalisé en cas d'absence de courbes de charge

→ Q19. Etes-vous en faveur d'exclure des EDE effacées les sites de soutirage dont les courbes de charge sont manquantes ?

La solution proposée par RTE nous semble acceptable, mais au-delà de définir un protocole en cas de non-réception des courbes par les GRD, il serait nécessaire de trouver des solutions pour consolider le processus d'envoi de données entre les GRD et les GRT.

RTE indique en effet que cette solution permettrait de mettre en évidence les courbes de charge manquantes et de mobiliser l'ensemble des acteurs à la résolution du problème de remontée de courbe au plus tôt. Nous espérons que cette solution permettra notamment :

- De mettre en place une communication directe entre RTE et les GRD pour la résolution de ces problèmes de données. A l'heure actuelle, c'est l'acteur qui doit relancer les différentes parties pour la mise à jour des données
- D'informer l'acteur du calcul incomplet en raison d'une absence de données (avec la liste des sites concernés). Cela simplifierait en effet l'analyse et la compréhension de l'acteur dans une telle situation.

Il est à noter qu'à l'heure actuelle, ce sont les acteurs qui subissent les impacts d'un non-respect des processus par les GRD. Une incitation des GRD à fournir des données correctes et dans les temps pourrait être mise en place. (il est à noter que ce point concerne non seulement les processus de réception de données pour le CRMA, mais aussi les mises à jour de périmètre d'ajustement/effacement qui ne sont pas toujours faites en temps et en heure)

Enfin, nous souhaiterions qu'en cas d'exclusion de sites dont les courbes de charge sont manquantes, tous les calculs d'éventuelles pénalités associées (AOE/Mécapa) soient mis en attente.

Il serait de plus souhaitable que de telles évolutions soient harmonisées entre les règles NEBEF et MA-RE

4.2. Suppression de la possibilité de rattacher un site à deux EDE de deux OE différents

→ Q20. Etes-vous en faveur de la suppression de la possibilité de rattachement d'un site à deux EDE de deux OE différents ?

Malgré la faible utilisation de cette possibilité par les acteurs, il nous semble prématuré de supprimer cette possibilité. Nous pensons que ce sujet devrait être concerté plus largement en GT effacement avant d'acter ce changement. Nous estimons que la gestion des opérations en multi-opérateur peut avoir son importance, notamment entre des mécanismes différents tels que MA/NEBEF et Services Systèmes.

® ENERGY POOL DEVELOPPEMENT S.A.S. | SIREN : 511 797 904 R.C.S Chambéry | Capital : 843 313 € | Siège : 20 rue du Lac Majeur, 73370 Le Bourget-du-Lac