Participation des effacements de consommation aux marchés de l'électricité

Projet de règles NEBEF 3.4

Janvier 2022

Réponse ENGIE

Bonjour,

Veuillez trouver ci-dessous les remarques d'ENGIE relatives au projet de règles NEBEF V3.4.

Nous nous tenons à votre disposition pour tout complément d'information.

Agrément technique :

- ENGIE remercie RTE de remettre à plat le processus de renouvellement de l'agrément technique Opérateur d'effacement qui souffrait d'un certain nombre de défauts, et notamment d'hétérogénéité des calculs entre MA et NEBEF et d'impacts variables en fonction de la date de l'agrément.
- Dans les grandes lignes, nous comprenons que le fonctionnement proposé par RTE, prenant en compte les nombreux échanges avec les acteurs, est le suivant :
    - Maintien de l'agrément initial (dossier + 3 tests)
    - Suppression de l'écart mensuel Opérateur d'effacement
    - Remplacement par une limite (en MW) déterminée en année N sur base des indicateurs de fiabilité des années N-2 et N-1 (avec pondération 08/1,2) applicable en cumulé sur MA/NEBEF en N+1.
    - Indicateur fiabilité calculé comme le rapport entre la somme des effacement MA/NEBEF réalisés écrêtés des sur-effacements et la somme des volumes MA/NEBEF appelés/programmés.
    - Limite fixée par défaut à 100 MW si l'indicateur est non calculable (car peu d'historique et/ou peu d'activations).
- Barème de limitation en fonction de la fiabilité calculée :
    - Le tableau de plafonnement proposé est satisfaisant :
        - Les bons acteurs ne devraient pas être impactés par les limites imposées -> à réinterroger néanmoins par la suite pour vérifier que la grille n'a pas contraint à tort certains acteurs,
        - les moins bons acteurs auront un impact limité sur le système et sa sécurité. Sur ce point, nous comprenons l'intérêt d'une grille en valeur absolue et non liée à la profondeur du gisement.

    - Nous notons que notre remarque a été entendue sur le fait que le plafond en cas de manque avéré de fiabilité (fiabilité < 50% -> 50 MW) soit plus sévère que celui d'un acteur qui n'a pas pu démontrer sa fiabilité car peu activé (100 MW).
- Il sera primordial de connaitre la valeur de l'indicateur $Fiabilité_{Agrément}$ suffisamment en amont des appels d'offres annuels (au moins 4 mois avant échéance de remise des offres aux appels d'offres annuels, soit au 28 février pour une remise des offres techniques au 30 juin par exemple). Est-ce qu'une date butoir est fixée ?
- L'indicateur Fiabilité doit être publié au fil de l'eau, de sorte que l'acteur puisse se positionner, anticiper des actions d'amélioration et anticiper la valeur de limitation N+1.
- En terme de planning, compte-tenu du fait que notre agrément actuel a été reconduit jusqu'au 31/12/2023, nous comprenons que début 2023, RTE communiquera notre valeur de Fiabilité Agrément valable pour 2024 sur base des indicateurs des années 2021 et 2022.

Versement fournisseur :

- ENGIE approuve le fait d'intégrer une part capacitaire dans les différents modèles de versement fournisseur, y compris pour le modèle régulé, de sorte à compenser les couts d'approvisionnement relatifs aux volumes effacés.
- ENGIE prend note du fait que le cout de la capacité sera finalement répercuté sur les deux postes impactés (Hiver *Peak* et *Off-peak*), sans réelle conviction sur l'intérêt de ce niveau de détail au regard des autres approximations.
- ENGIE prend également note du fait que le terme « Obligation / Energie de la plage » ne sera finalement pas figé et sera publié annuellement par RTE en fin d'année N pour N+1, à nouveau sans réelle conviction sur l'intérêt de ce niveau de détail. Seul le résultat sera publié ou publierez-vous chaque terme du calcul ?
- ENGIE prend enfin note que la référence de prix de capacité pour la part relative aux volumes ARENH écrêtés ne sera pas la moyenne des prix des enchères N-1 mais le prix résultant de la dernière enchère (PREC).
- ENGIE valide les formules proposées, même si certaines simplifications proposées initialement par RTE auraient pu être conservées (par soucis de simplification des règles / formules).
- Enfin, concernant le planning, dans la mesure où le nouveau jeu de règle entre en vigueur au en cours d'année 2022, faut-il s'attendre à l'application de ce nouveau barème au 01/01/2023 ?

Evolutions de l'homologation pour les méthodes par historique et prévisions :

- Homologation initiale pour la méthode par prévision : ENGIE est favorable à la suppression du volet technique de l'homologation initiale, et son remplacement par une simple demande administrative (cf. alignement avec ce qui est prévu pour la méthode par historique).
- Critères de suivi en cas d'absence de courbe de charge : ENGIE est favorable à la solution proposée consistant à considérer une erreur nulle sur les pas demi-horaires considérés, tant que la courbe de charge n'aura pas été remontée.

- Indisponibilités pour la méthode par historique : ENGIE est en faveur de la suppression de la contrainte des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilités exceptionnelles, tout en maintenant les 49 journées d'indisponibilités exceptionnelles par an. SI cette limite semble suffisante, il conviendra comme proposé de suivre cette limite et la revoir si elle s'avère limitante.
- ENGIE ne voit pas d'inconvénient au fait d'avancer d'un jour la période de référence pour les méthodes 10J (passage de [J-11 ; J-1] à [J-12 à J-2]). Cela devrait en effet permettre de collecter les différentes données et ainsi connaitre plus précisément la courbe utilisée comme référence au moment de l'effacement.

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

- ENGIE note que la solution retenue n'est plus d'exclure des EDE contrôlées les sites de soutirage dont les courbes de charge sont manquantes mais de considérer un volume réalisé égal au volume retenu. ENGIE y est favorable et considère que cette solution est préférable à la solution actuelle consistant à considérer la courbe de charge nulle sur les pas de temps manquants.

* * *