Services Système fréquence

Consultation sur projet de règle V7.1

Réponse ENGIE

Le 31 mars 2022

<u>Général</u> :

- Nous remercions RTE de faire évoluer les règles SSYf et notamment clarifier l'accès au marché des capacités constructives, faciliter l'intégration du stockage aux marchés des réserves primaire et secondaire, ou encore décrire les propriétés supplémentaires de la FCR.
- Certains sujets, assez complexes, ont néanmoins été découverts tardivement, avec trop peu de concertation (ex : capacités constructives lors du GT du 17/02, soit quelques jours avant l'ouverture de la consultation, avec diffusion du support la veille de l'atelier).

<u>Définitions</u> :

- La définition « EDR diffuse » apparaît légèrement ambiguë. La limite à 250 kW pour un site correspond-elle à la somme de RP et RS ou au maximum entre RP et RS ?
- La définition de LER fait spécifiquement référence à la RP. Est-ce volontaire ? Il nous semble que la notion de LER intervient dans la proposition de trame aFRR pour le stockage/agrégat.

<u>Capacités constructives</u> :

- Modélisation de DK6 : *cf. document « Consultation SSYf V7.1 - réponse ENGIE du 31032022 - Partie relative à DK6 - confidentiel.docx* »
- Doc Acc. §2.3.1 : il aurait été utile de présenter le schéma de catégorisation des unités de type stockage.
- Doc Acc. §2.4.1.1. Il est possible d'avoir, derrière un même point de raccordement, une association d'unités synchrones et non synchrones. Concernant le non synchrone, nous comprenons que nous pouvons avoir au maximum : une unité de Production PV non synchrone, une unité de Production éolienne non synchrone et une unité de stockage non synchrone. Est-ce le cas ? dans ce cas, ne faut-il pas le préciser plus clairement en typant par exemple les unités non synchrones ?
- Doc Acc. §2.7.2.2. En cas de défaillance d'une EDR que le RR ne peut pas rapidement corriger, nous comprenons que RTE peut décider de réduire les valeurs de capacité marché, revenir à l'EDR « minimale » ou retirer le certificat de l'EDR.

  Le processus conduisant à une telle décision n'est cependant pas décrit. Les impacts pouvant être significatifs pour l'acteur concerné, nous souhaitons que RTE décrive plus précisément

les étapes pouvant conduire à une telle sanction, les notifications préalables ainsi que les délais associés.

- Règles §4.2.1 : la phrase ci-après n'est-elle pas vérifiée que pour les installations non synchrones ? « *Les Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence derrière le même point de raccordement doivent appartenir à la même Entité de Réserve* »

Agrégation et EDR mixtes :

- A partir de la date G, tous les sites d'injection RPD doivent être dans une même EDP. Or, les règles MA/RE ne l'autorisent pas : une EDP doit être constituée de groupes de production localisés sur le même site d'injection. Ne faut-il pas introduire la notion d'EDP RPT (1 seul site) et EDP RPD (N sites) ?
- Idem règles SSYf §17.4 : « *Tous les Sites d'Injection sur le RPD de l'EDR doivent être regroupés au sein d'une même EDP* » : non consistance avec les règles MARE
- Règles §4.2.2 : *« Les noms **des** EDP ou EDP soutirage constituant l'Entité de Réserve » :* dans le mode normal (non expérimental), il ne peut y avoir qu'***une*** EDP.

Evolution des modalités de gestion du stock permises pour la fourniture de réserve

- Nous nous interrogeons sur la pertinence des tests batterie 30' sur aFRR (si l'on avait pris 4 heures, les résultats seraient peut-être différents ?)
- Cas Battgrid : la recharge étant déjà réalisée par palier et non en continu, nous comprenons que la seule contrainte de notre batterie sera de passer sur une EDP (au lieu d'une EDP soutirage). L'implémentation du mode Réserve ne nous sera pas demandée. Est-ce que vous confirmez ?

  D'autre part, pourriez-vous nous faire un retour sur les besoins de re-certification suite à l'utilisation de l'ancienne trame de certification ?
- Pour la gestion de stock, le délai de neutralisation est réellement pénalisant, impliquant une non utilisation d'une grande partie de la plage de fonctionnement en énergie de la batterie.

  Ne pourrait-on pas envisager une recharge par palier de 15' avec préavis de 15-30', de sorte que RTE ait une certaine visibilité et puisse au besoin compenser via l'activation de mFRR par exemple ?

Déclinaison des propriétés supplémentaires de la FCR

- Annexe 15, §5.2 : « *Le cadencement horaire des paliers doit être paramétrable* » : qu'appelle-t-on « cadencement » ?

Evolution des formules d'abattements et pénalités pour la réserve primaire et la réserve secondaire

- Nous sommes surpris de l'ajout de la composante Spot dans la formule d'abattement. Si nous sommes retenus en FCR, c'est que p est plus intéressant que la marge manquée sur le marché Spot. Donc une pénalisation au prix p semble être la meilleure incitation, quitte à intégrer un facteur pénalisant additionnel (si tant est que la notion d'arbitrage ait ici un sens

puisqu'on ne parle pas de programmation à la main du responsable de réserve avec arbitrage potentiel mais de défaillance technique de réglage généralement subie par l'acteur).

L'ajout de la composante Spot a par contre un effet très négatif : lorsque les prix Spot sont très élevés comme actuellement, on atteint une disproportion complète entre la rémunération et la pénalité. L'ajout de cette composante ne sert donc à rien et a par contre des effets pervers sur l'attractivité de ce marché et l'appétence des acteurs pour y participer.

Selon nous, aussi bien pour les indemnités que les abattements et les pénalités, il faut que les pénalités soient proportionnées aux revenus associés à la livraison du service. Il ne faut pas que ces éléments soient un frein à la participation au marché, ce qui le cas lorsqu'un soucis technique ou opérationnel entraine une perte de revenus plusieurs dizaines de fois supérieure aux revenus. Par contre, s'il y a suspicion de comportement abusif, il appartient, selon nous, au régulateur de prendre les mesures adéquates.

- En cas de défaillance de réglage, on peut s'attendre à avoir des limitations techniques à la hausse et à la baisse. On ne pilote pas nos défaillances, l'acteur ne va pas volontairement orienter ses défauts de réglages dans un sens ou dans l'autre. Pour autant, les formules proposées pénalisent 2 fois plus une défaillance symétrique en RS qu'en RP. Imaginons que VHa = VBa = Va, alors en RP, l'abattement est de Va x Spot, alors qu'en RS l'abattement vaut 2 x Va x Spot. Quelle est la raison ?

  Ne pourrait-on pas modifier la formule de sorte que, si le défaut est symétrique, une seule composante SPOT soit appliquée. Avec une formule du type :

  VHa * ph/2 + VBa * pb/2 + max(VHa*(abs(SPOT)/2 – ph/2), VBa*(abs(SPOT/2)-pb/2),0)

- Concernant l'incitation à corriger la défaillance, nous comprenons que :
  - Pour le sites avec capacités constructives : abattement croissant les 2 premières années (x1, puis x2) , puis pénalités à partir de la 3^{ième} année si la mise en conformité n'a pas été résolue.
  - Sites sans capacités constructives : abattement croissant les 2 premières années, mais pas de notion de pénalités (donc on reste sur Abattement x 2)

  Est-ce bien le cas ? Pourriez-vous préciser dans les règles car ce n'est pas précisé clairement.

<u>Evolution des dispositions relatives au Dépôt et à l'Activation des offres d'énergie de réserve secondaire</u>

- Suite à la proposition d'ajustement de la formule du calcul de l'énergie de réglage pour la RS, nous nous interrogeons sur l'équité de ne pas prendre en compte l'énergie de désactivation lorsqu'une EDR ne programme plus sur la pas de programmation suivant.

  Si tel est bien le cas :
  - Quand une EDR arrive en fin de programmation RS, en conditions normales de fonctionnement, y-a-t-il un retour du signal Ni à 0 avec rampe?
  - Si le retour à 0 se fait sur la période sans RS programmée, alors l'énergie de désactivation est non rémunérée, ce qui nous semble anormal : cela créerait des conditions moins favorables pour les entités de réserve avec une programmation non continue en RS.
  - On pourrait imaginer une modification de la formule référant à la programmation sur le dernier pas de temps avec programmation non nulle à inclure dans la formule de

l'énergie de RS un composant si pour un t dans un ISP, Ni(t) est non-nul et RSHPM(ISP) nul, alors Ni(t)*RSHPM(ISP-1)

Autres évolutions

- Concernant la mise à jour du processus de repli de l'appel d'offres de réserve primaire (Cf ce qu'il s'est passé avec l'aFRR le 6 Novembre), ne serait-il pas justifié de spécifier une situation par défaut ?

  Tel que décrit, la marche à suivre n'est pas claire (ex : lorsque *regelleistung* ne nous informe pas avant 9h ou si RTE ne nous informe pas avant 13h).

  De plus, tel que c'est formulé, il pourrait y avoir confusion sur la marche à suivre dans le cas où il n'y qu'une période (sur les 6) pour laquelle une solution n'a pas pu être trouvée.

- Annexe 4, on fait référence à la 'FAT maximum certifiée' : est-ce que cela ne devrait pas être FAT minimale certifiée?

- Transparence : ENGIE comprend que du fait du faible nombre d'acteurs, la publication de l'ensemble des offres individuelles pose un problème de confidentialité (bien que cela se fasse dans d'autres pays, comme en Belgique).

  Nous avons pour autant besoin d'un minimum d'information pour apprécier l'élasticité de ce marché.

  Une solution ne pourrait-elle pas de publier des simulations de prix d'enchère sur chacun des pas horaires en augmentant ou réduisant le volume contracté par pas de 50 MW ? (par exemple + 50/100/150/200 MW et -50/100/150/200 MW). Cela permettrait de répondre au besoin tout en garantissant un haut degré d'anonymisation.

Remarque complémentaire :

- Suite à participation à un atelier sur la mise à jour de la DTR, il nous semble que la contrainte d'activation R1 est plus exigeante dans la DTR (réaction au moins linéaire) que dans les règles SSYf (profil au moins linéaire uniquement entre 15s et 30s). ne faut-il pas aligner la manière dont les contraintes sont formulées ?

* * *