Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Evolution des règles MA-RE V10

Réponse ENGIE

(novembre 2021)

Fenêtre opérationnelle TERRE

Situation actuelle :

Les activations MA pour P=C ne sont pas permises avant clearing TERRE, sauf en période d'exploitation sous contrôle, pendant laquelle RTE peut éventuellement activer au MA pour P=C avant même la publication du clearing TERRE.

RTE sortant progressivement du mode d'exploitation sous contrôle (date précise ?), les activation MA pour P=C ne pourront se faire qu'après clearing TERRE à H-35', ce qui met RTE en risque car :

1) Le volume offert par les BSPs français sur TERRE est assez faible. Le besoin RTE ne pouvant excéder ce volume offert (est-ce clairement mentionné dans les règles MARE ?), RTE ne peut pas exprimer la totalité de son besoin d'équilibrage.
2) Après clearing, il y a peu d'offres MA avec un DMO de moins de 30 minutes : RTE se retrouve sans moyen pour équilibrer l'heure à venir.

Proposition RTE

Nouvelle règle :

« Pour une plage horaire [H ; H+1h[, RTE n'active pas d'Offres Spécifiques, hors EDA Point d'Echange, pour motif d'équilibrage P=C sur cette plage horaire ***avant l'Heure H précédée de soixante (60) minutes****. »*

Au lieu de

« Lorsque RTE participe au processus de partage d'Offres Standard de RR pour un Pas Horaire, RTE n'active pas d'Offres Spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur ce Pas Horaire ***avant d'avoir reçu le besoin d'équilibrage P=C satisfait par la plateforme*** *de produits standard de RR. »*

Position ENGIE :

Il ne nous semble pas qu'en faisant ainsi, « *on favorise l'utilisation des produits standards par rapport aux produits spécifiques* ». En tous cas, rien n'interdit qu'une activation MA soit effectuée entre H-60 et H-45 alors que finalement la totalité du besoin aurait pu être exprimée à la plateforme à H-45. Il faut clairement indiquer qu'une activation au MA ne peut être envisagée avant Clearing TERRE et après la GCT de H-55' que si le volume offert par les BSP et connu de RTE à H-55 est inférieur au besoin RTE. Et dans ce cas, ce volume activé « par anticipation » au MA doit rester inférieur ou égal au besoin ainsi écrêté.

Besoin de RTE	1 000	1 000	1 000
Offres BSP-FR	1 200	800	1 200
MA autorisé entre H-55 et H-45	-	200	100
Besoin exprimé sur TERRE	1 000	800	900

La phrase rajoutée au paragraphe 4.4.4.1 est dans tous les cas imprécise.

Concernant le régime spécial accordé aux EDA Points d'échange (EDA conservées jusqu'à fin 2022, activations pour P=C acceptées avant H – 60' et jusqu'à J-1), sommes-nous bien d'accords sur le fait que ces particularités ne concernent que les EDA relatives aux frontières sans accès infrajournalier et qu'elles seront bien supprimées dès que cela sera possible ? Avons-nous des engagements de planning sur leur passage en infrajournalier ? Ce point est important car les modalités dérogatoires actuelles vont à l'encontre d'un plein usage des plateformes européennes pour l'équilibrage.

Concernant le prix limite associé au besoin TERRE, ENGIE est favorable au fait de ne plus conditionner un besoin à tout prix au niveau de marge. De manière plus globale, ENGIE rappelle qu'il n'est pas favorable au principe d'un prix limite basé sur une alternative locale (MA), comme c'est le cas actuellement, ceci créant des distorsions entre marchés et ne *favorisant pas l'utilisation des produits standards par rapport aux produits spécifiques*.

Enfin, il ne nous semble pas pertinent de conserver la notion de d'exploitation sous contrôle dans le nouveau jeu de règles.

Injection RPD

Dans l'appel à contribution de janvier 2021, ENGIE s'était prononcé en faveur d'un choix *implicite/explicite à la main de l'acteur*, qui évaluera le rapport cout/bénéfice d'un éventuel changement.

En effet :

- Pour les assets programmés en DA (ex : les cogénérations), il est pertinent d'offrir au MA en **implicite**
- A l'inverse, pour les assets offerts uniquement au MA, le passage en implicite est potentiellement couteux pour un gain non démontré. Dans ce cas, ces assets seront préférablement offerts en **explicite.**

ENGIE remercie RTE d'avoir interrogé les acteurs et est donc favorable à cette nouvelle proposition.

Petites EDA

Concernant les petites EDA normalisées : ENGIE comprend qu'il sera possible, dès l'entrée en vigueur des règles V10, de proposer des offres à la baisse à partir d'EDA Injection RPD de moins de 10 MW (le cas des offres baisses sur EDA soutirage restant à instruire). Ce point est important car il lève potentiellement une barrière à l'entrée des petits parcs renouvelables sur le Mécanisme d'Ajustement, ces derniers ne pouvant pas toujours facilement s'agréger. ENGIE accueille donc favorablement cette mesure.

ENGIE prend note du fait que l'abaissement du seuil de 10 MW à 1 MW, sans limitation pour les acteurs, est confirmé pour 2025.

Critères de défaillance

ENGIE accueille favorablement le fait que le seuil de tolérance pour les surajustements soit positionné à 20% au lieu de 10%, ce qui prend davantage en compte les contraintes des effacements de consommation ainsi que les approximations de leurs méthodes de contrôle du réalisé.

Nous ne sommes par contre pas sur de comprendre pourquoi le fait d'avoir un calcul du volume défaillant différent du critère de défaillance posait problème. Autant sur le critère, il était important d'assouplir les contraintes pendant les périodes de rampes Up/Down des groupes thermiques, de sorte à ne pas être systématiquement considéré comme défaillant pour un ramping qui ne suit pas tout à fait l'attendu de RTE. Mais pourquoi changer le calcul du volume défaillant ? Nous craignons que le gain soit finalement très faible pour l'acteur (ou plus précisément l'économie de pénalités) en contrepartie d'une nouvelle complexification des formules. Il y a peut-être un gain SI côté RTE mais là, ce n'est pas à nous d'en juger.

PME

ACER a choisi un *Market Time Unit* de l'aFRR de 4secondes. Les BSP sont payés au prix marginal sur 4 secondes, mais la part aFRR du prix d'imbalance reste au libre choix du TSO : prix marginal sur l'ISP ou prix moyen pondéré sur l'ISP. La seconde option, également choisie par d'autres TSO comme Elia en Belgique, semble la plus pertinente et évite surtout d'obtenir une valeur qui ne reflète pas l'état du système. ENGIE est donc favorable au choix du prix moyen pondéré sur 30' pour déterminer la composante aFRR du PME.

Suppression du k'

Dans l'appel à contribution de mai 2021, ENGIE s'en prononcé en faveur :

- D'une suppression du k'
- De la fonction de stabilisation à 1 palier
- De la mise à jour du k à une fréquence mensuelle
- D'un pré-avis de 2 mois (publié en M pour application en M+3)
- D'une entrée en vigueur au 01/01/2023
- D'une mise à disposition du k via IHM et via API

ENGIE remercie RTE de proposer ce nouveau pilotage *ex ante* du compte Ajustements/écarts et d'avoir réalisé toutes les simulations nécessaires pour mieux appréhender les impacts de ce nouveau processus. ENGIE est donc favorable aux évolutions telles que décrites dans le nouveau jeu de règles.

Dégradation des SSY

ENGIE est favorable à la proposition de RTE d'autoriser une dégradation des engagements SSY à hauteur du sur-bouclage de l'acteur : libre à lui, s'il présente des actifs ne pouvant pas participer à des offres TERRE/MARI sans dégradation SSYf, de sur-boucler suffisamment.

* * *