

Réponse ENGIE à la consultation sur l'adaptation du « CWE FBMC approval package »

Tout d'abord en terme de processus, nous remercions la CREG de nous permettre de nous exprimer par rapport aux modifications proposées par les gestionnaires de réseau. Cependant, nous regrettons qu'il n'y ait **pas de consultation coordonnée de la part des NRAs** de la région CWE. Etant donné qu'il s'agit d'une proposition d'adaptation préparée conjointement par l'ensemble des TSOs CWE, il aurait été préférable d'avoir une consultation coordonnée.

ENGIE observe que les gestionnaires de réseau considèrent que seules les modifications concernant l'introduction de la frontière germano-autrichienne et d'une règle minimale de 20% de RAM sont discutées dans la proposition et que par conséquent, toutes les autres parties de « l'approval package » restent valides. **ENGIE s'interroge dès lors sur les autres éléments/conditions qui avaient été épinglés par les régulateurs dans leur position paper de 2015. Quand et comment les TSOs vont-ils adresser les autres points ?**

En particulier, et comme demandé par les NRAs, ENGIE est convaincu qu'il est nécessaire de **continuer d'améliorer la transparence autour du calcul de capacité Flow Based sur la région CWE**. Nous demandons **le soutien des régulateurs** sur ce point afin qu'ils encouragent les gestionnaires de réseau à continuer la mise en œuvre des mesures de transparence. En effet, les mesures développées en CWE pourront servir de standard pour la région CORE. ENGIE a bien sûr accueilli favorablement les évolutions en terme de publications mises en œuvre en mai 2017, mais souhaite rappeler que la cible n'est pas encore atteinte. Pour rappel, voici les éléments principaux sur lesquels nous attendons une meilleure transparence:

- L'amélioration de la qualité des données publiées
- L'amélioration de la fréquence des données publiées (processus automatique dès l'ajout d'un nouveau CBCO)
- La publication des PTFDs avant l'activation du patch LTA (étant donné la fréquence à laquelle ce patch est désormais activé).
- La publication de l'AMR : la valeur de la RAM avant l'application des 20%. Celle-ci est prévue dans le document mais non implémentée actuellement alors que l'AMR est appliqué depuis Mai 2018.
- La publication des outages sur tous les éléments de réseau intervenant dans le calcul flow based
- La transparence sur les remedial actions, a minima via l'introduction d'une codification des actions menées

Engie s'interroge sur l'étape de coordination des réglages de phase shifter et ce d'autant que l'ajout d'une frontière complexifie la situation. La faisabilité de l'intégration des variables associées dans le problème flow based doit être étudiée en détail car elle permettrait de limiter fortement les remedial action décidées sans connaître les directions nécessaires au marché . Comme l'illustre l'exemple du phase shifter luxembourgeois qui n'a toujours pas généré d'augmentation de capacité, il est en effet très complexe de trouver l'angle optimal ex ante.

En ce qui concerne l'introduction de l'Autriche, ENGIE regrette que les dernières évolutions flow based n'aient pu être prises en compte dans le SPAIC process publié le 1^{er} juin et en particulier le 20%min Ram dont l'introduction a été communiquée au marché le 5 Avril.

Concernant **la règle de minimum 20% de RAM**, ENGIE aimerait **une description claire du critère qui autorise un gestionnaire de réseau à déroger à cette règle**. ENGIE pense que ce procédé devrait être expliqué de manière transparente au marché. Il est important que le marché puisse savoir quand et sur base de quelle motif une démarche d'exclusion a été lancée par un gestionnaire de réseau. Afin d'assurer un bon suivi de ce principe de dérogation nous pensons qu'il est essentiel que les régulateurs mettent en place un monitoring précis. Enfin, nous sommes d'avis que cette possibilité de déroger à la règle doit garder un caractère **exceptionnel** et que **le TSO doit prouver qu'il n'y a pas d'autre moyen à sa disposition pour résoudre le risque système**.

ENGIE souhaiterait plus de transparence également sur **les valeurs des contraintes externes** retenues par les gestionnaires de réseau de la région. Il aurait été apprécié d'avoir les valeurs dans le document de la consultation ou au moins un lien vers un document officiel où les valeurs en application sont mentionnées. ENGIE aimerait comprendre **quelle est la gouvernance pour modifier la valeur des contraintes externes**. Il nous semble essentiel que **toute modification envisagée (ou suppression) de la contrainte externe par un gestionnaire de réseau soit annoncée au marché bien à l'avance** (et non pas seulement 2 jours avant comme ce fut le cas pour la modification de la contrainte externe par ELIA fin mai 2018) et avec **une explication des raisons qui permettent une modification de la valeur retenue**. Une publication des PTDF avant l'activation du patch LTA comme nous le réclamons ci-dessus, nous permettrait de mieux comprendre l'impact de ce genre de modification de paramètre-clé.

Enfin, concernant la **méthodologie proposée pour le calcul de capacité sur l'horizon ID** nous constatons qu'il s'agit de modification apportée au processus coordonné actuellement en place (toujours en ATC post FBMC en DA) et pas encore du futur flow-based pour ID. Comme nous l'avions déjà mentionné dans une consultation antérieure, **ENGIE s'interroge sur le besoin d'avoir l'étape 4** (comme décrit en page 5/9) qui permet au TSO d'accepter ou de rejeter une demande d'augmentation alors que chaque TSO a déjà eu l'opportunité durant l'étape 2 de définir le champ des possibles dans son périmètre. Nous estimons qu'une fois les contraintes exprimées en étape 2, il ne devrait plus avoir besoin de donner son accord en étape 4 au risque de limiter inutilement des possibilités d'augmentation de capacité pour le marché.

Nous remercions la CREG pour le soutien qu'elle apportera au marché pour tendre vers plus de transparence et restons à disposition si certains points demandent à être plus amplement discuter.