

Réponse UFE à la consultation de RTE sur le projet de demande de dérogation relative au délai de mise en œuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones

Propos liminaire

L'UFE remercie RTE pour sa consultation sur son projet de demande de dérogation relative au délai de mise en œuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soutiennent le raccourcissement de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones de 1 heure à 30 minutes avant le temps réel, comme prévu par la réforme du *Market Design* de l'électricité (UE 2024/1747). Celui-ci permettra de disposer d'un prix de marché reflétant plus fidèlement la situation de l'équilibre offre-demande, et offrira aux acteurs du marché la possibilité de rééquilibrer leur portefeuille au plus proche du temps réel et de réoptimiser leurs programmes de manière plus efficace que ne pourraient le faire les GRT via les mécanismes d'équilibrage. Cette évolution est particulièrement pertinente dans un contexte de pénétration croissante des énergies renouvelables.

Néanmoins, soulignent que la réduction du délai de neutralisation (DN) à 30 minutes entraîne une transformation significative de l'approche de RTE de la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau. Elle conduira en particulier RTE à renoncer à l'utilisation des produits de type Réserve Complémentaire (ou Replacement Reserve en anglais) pour équilibrer le système électrique.

Dès lors, et bien que les acteurs de marché au sein de l'UFE appellent RTE à rester pleinement engagé dans la mise en œuvre de cette disposition, ils soutiennent la demande de dérogation de RTE qui, conformément à l'article 8(1a) du règlement (UE) 943/2019, tel que modifié par la révision du *Market Design*, lui permettra de réaliser les adaptations nécessaires au passage à un délai de neutralisation à 30 minutes d'ici au plus tard le 1er janvier 2029.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE souhaitent par ailleurs faire les commentaires suivants sur l'Étude d'Impact (§2) et le Plan d'action (§3) de cette consultation :

Risque présumé de déséquilibres résiduels des RE en amont de la fenêtre opérationnelle

Dans son analyse d'impact relative à la sûreté et aux coûts, RTE exprime en premier lieu sa préoccupation quant aux déséquilibres résiduels des Responsables d'Équilibre (RE) en amont de la fenêtre opérationnelle (§ 2.2).

Sur ce point les acteurs de marché au sein de l'UFE, recommandent :

1. Que RTE réalise un diagnostic quantifié des causes des déséquilibres actuels puis engage une concertation pour définir et mettre en œuvre des solutions ciblant directement ces causes ;
2. Que RTE réalise des retours d'expérience (REX) sur l'impact global des nouveaux leviers (*Pas 15', 96G, ...*) à la disposition des RE pour améliorer l'équilibrage ;
3. Que RTE interroge les acteurs, ou assure un suivi, afin d'évaluer leur capacité à mieux s'équilibrer grâce à ces nouveaux leviers.

Ils invitent RTE à ne pas présumer que les RE ne tireront pas pleinement parti des 30 minutes additionnelles pour s'équilibrer, et qu'il en découle l'imposition de coûts financiers supplémentaires.

Portage et mise en œuvre du plan d'action par RTE

Le plan d'action expose ensuite les chantiers prioritaires que RTE doit conduire pour assurer l'équilibrage du système électrique (EOD) et garantir la sûreté du réseau (RSO). Parmi les dispositions envisagées, les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent celles répondant aux besoins propres de RTE particulièrement sensibles :

- Renforcement des outils, des processus et du modèle de sûreté (§3.2).
- Evolution du mécanisme d'ajustement et de programmation pour intégrer davantage de flexibilité, notamment pour les énergies renouvelables, et fiabiliser les prévisions (§3.3).
- Sécurisation des capacités transfrontalières pour les activations via MARI nécessitant de renforcer la coordination avec les GRD pour une gestion plus efficace des congestions réseau d'ici 2029 (§3.6).

Ces chantiers structurants nécessitent que RTE mobilise l'ensemble des moyens nécessaires pour garantir leur aboutissement et leur fiabilité. Leur non-réalisation ne saurait justifier un transfert accru des coûts assurantiels vers les acteurs du système. Compte tenu de leur impact potentiel, il est essentiel (i) d'associer les acteurs à la conception des mécanismes et solutions techniques afin d'identifier les options les plus efficaces à l'échelle du système, et (ii) de leur offrir une visibilité suffisante sur les modalités de mise en œuvre, afin qu'ils puissent adapter en conséquence le développement de leurs systèmes d'information et automatismes.

Développement des gisements mFRR

Les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent favorablement les propositions formulées par RTE (§3.1) concernant la refonte du processus de contractualisation des réserves RR-RC, lesquelles s'inscrivent dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions européennes relatives au marché de l'électricité.

Toutefois, ils considèrent que le calendrier envisagé par RTE pour le lancement des nouveaux appels d'offres mFRR, à la hausse comme à la baisse, demeure particulièrement ambitieux. Comme l'indique RTE, les volumes disponibles lors de ces lancements devraient rester limités. A ce titre, afin de développer les volumes disponibles, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que plusieurs ajustements des

règles de marché (notamment la mise en place d'un modèle d'insensibilisation similaire aux modèles corrigé ou régulé) pourraient permettre une pleine valorisation des sites de soutirage sur le mécanisme d'ajustement.

RTE indique qu'un coût maximal de contractualisation des capacités sera déterminé chaque jour dans le cadre des nouveaux appels d'offres journaliers mFRR hausse/baisse. Les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent à RTE une transparence accrue quant à la méthode de maîtrise des coûts qui sera appliquée dès le lancement de ces nouveaux mécanismes.

En outre, RTE identifie la nécessité de définir une nouvelle méthodologie de dimensionnement des FRR, en lien avec le passage du DN à 30 minutes. Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent auprès de RTE qu'il est essentiel que les responsables de réserve soient pleinement associés à l'élaboration de cette méthodologie.

Enfin, ils demandent à RTE de fournir plus de visibilité sur l'arrêt des mécanismes RR-RC historiques, notamment en ce qui concerne la fin de la contractualisation des capacités en Réserves Complémentaires.

Portage du coût de contractualisation des réserves FRR par les RE

Enfin, les acteurs de marché au sein de l'UFE s'opposent à la proposition de RTE visant à transférer des utilisateurs réseau aux RE une partie du coût de contractualisation des réserves d'équilibrage (§2.2). En effet, une telle mesure ne tient pas compte des spécificités actuelles du système électrique, ni des efforts déjà fournis par les RE pour contribuer à son bon fonctionnement.

La définition des besoins en réserve d'équilibrage relève de la responsabilité du gestionnaire de réseau, en lien direct avec la structure du mix énergétique (capacité des moyens à contribuer à l'équilibrage, prévisibilité des EnR, nature des aléas, etc.) et les règles d'accès au marché (obligations de programmation, incitations à l'équilibrage, participation des nouveaux actifs, etc...). Il est à noter que les besoins en aFRR augmentent déjà, indépendamment de la réduction du délai de neutralisation prévue pour 2029. Par ailleurs, on notera que les réserves secondaires sont principalement mobilisées pour corriger les déviations de fréquence liées aux pas de marché (DFDs). Ces déséquilibres ne relèvent pas de la responsabilité des responsables d'équilibre (RE), qui ne peuvent les éviter. Par conséquent, le coût des réserves contractés pour y faire face ne devrait pas leur être imputé.

De plus, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que la proposition du portage d'une partie des coûts de contractualisation des réserves intervient en amont de la définition de la méthode de dimensionnement des réserves de mFRR. En effet, bien que RTE s'oriente vers une méthode de dimensionnement globale de la FRR basée sur l'analyse des déséquilibres constatés du système (§3.1), cette méthode n'a pas encore été approuvée. Dès lors, ils soulignent qu'il paraît prématuré d'aborder des éléments de paramétrage d'un éventuel partage des coûts de contractualisation des réserves FRR, alors que la méthodologie dimensionnement n'est à date pas arrêtée.

Selon l'article L. 341-2 du code de l'Énergie, c'est au gestionnaire de réseau qu'incombe la responsabilité de l'exploitation du système électrique. Les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent donc que le coût des réserves doit être supporté par RTE, qui dispose des leviers nécessaires pour en assurer une gestion optimale.

Transférer ces coûts aux RE risquerait de réduire les incitations de RTE à optimiser le dimensionnement des réserves et à adapter les règles de marché. Les RE, de leur côté, sont déjà fortement incités à équilibrer leur périmètre par le mécanisme des Ecart, renforcé depuis 2023 par l'activation au *merit order* du réglage secondaire de fréquence

Un transfert des coûts de capacité ne peut raisonnablement s'envisager qu'à partir du moment où les RE ont les moyens d'agir sur leurs déséquilibres, notamment à l'approche du temps réel. L'approche centralisée et proactive de RTE n'est aujourd'hui pas compatible. En effet, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que pour toute déviation à l'intérieur de cette fenêtre, le RE n'a pas les moyens ni le droit d'agir. Il n'est donc pas normal de sanctionner les RE sur cette fenêtre au-delà de l'actuelle pénalisation au prix des écarts alors qu'ils n'ont pas les moyens d'agir. Si ce transfert des coûts devait cependant avoir lieu, les données relatives aux déséquilibres réalisés devraient être celles de 2029, soit la date de passage à un délai de neutralisation 30'.

Par ailleurs, faire porter aux RE un coût additionnel, incertain et difficilement prévisible, entraînerait une hausse des prix pour les consommateurs, les fournisseurs intégrant une prime de risque dans leurs offres. Ce surcoût serait mécaniquement plus élevé qu'un financement via le TURPE.

Enfin, plusieurs évolutions récentes du marché (pas de 15 minutes, généralisation des guichets, nouveaux indicateurs de programmation) modifient profondément les pratiques des RE. Il serait prématuré d'ajouter une contrainte financière supplémentaire sans avoir évalué les effets de ces changements.