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

Le 4 juin 2025

Réponse ENGIE

Contexte :

Les études RTE, dont les résultats sont partagés dans le document d'accompagnement, montrent qu'une réduction du délai de neutralisation de 60 à 30 minutes au 1er janvier 2026 induirait des **risques pour la sureté du système** ainsi que des **impacts économiques négatifs.**

RTE souhaite soumettre une **demande de dérogation** à la Commission de Régulation de l'Energie. Cette demande se fonde sur les dispositions de l'article 2, paragraphe 5 du règlement (UE) 2024/1747 du parlement européen et du conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union.

RTE joint à cette demande un plan d'actions détaillé des adaptations nécessaires du modèle d'équilibrage français. Ce plan d'actions s'étale sous 3 ans.

Planning :

- Du 7/5 au 4/6 : consultation publique du projet de demande
- Fin juin : soumission de la demande à CRE

Position ENGIE :

ENGIE remercie RTE pour la transparence de sa description des différents éléments auxquels il sera confronté pour atteindre le GCT ID CZ de 30 minutes, et qui permet de bien appréhender les défis auxquels RTE est confronté. ENGIE se positionne ci-dessous par rapport à ce plan d'actions, et se tient à disposition pour étayer ses positions.

Amont de la Fenêtre Opérationnelle

Equilibrage préventif de RTE :

Même si RTE concentre ses actions d'équilibrage sur la fenêtre opérationnelle (actuellement deux heures avant le temps-réel), des actions sont néanmoins aussi initiées en amont, sur base d'analyses prévisionnelles du déséquilibre France et de son évolution. L'action de RTE est alors potentiellement antérieure à la constatation du déséquilibre, et préventive plutôt que curative. Nous comprenons que ce modèle d'équilibre n'est pas remis en cause ici.

Ces analyses prévisionnelles nécessitent une vision anticipée fine et fiable, notamment de la Production. ENGIE est convaincu que les évolutions entreprises et reprises ci-dessous participent à fiabiliser ce processus :

- **Généralisation de la programmation des actifs de Production** : l'actuelle obligation de programmation (PA RTE) des actifs connectés au réseau de Transport est renforcée par deux autres mesures :
    - Obligation de programmation (PA RTE) pour les sites de production de plus de 10 MW (cf. loi DDADUE).
    - Application plus stricte de l'obligation de programmation pour les moyens de Production connectés au réseau de Distribution (actifs non marginaux de plus de 1MW). Sur ce dernier point, ENGIE déplore néanmoins un manque d'harmonisation entre programmes destinés à RTE et programmes destinés aux GRD.
- Possibilité de **mise à jour des programmes plus près du temps réel** grâce au passage à 96 guichets de programmation (Projet 96G), qui permettra aux acteurs, dès 2026, de mettre à jour leurs programmes de production au plus 1 heure 15 avant le temps réel contre 2 heures aujourd'hui. Ces mises à jour sont cruciales pour prendre en compte au plus tôt les aléas de production ou les nouvelles prévisions météorologiques (même si 1 heure 15 pour des actifs de Production renouvelable reste une durée bien trop longue pour une programmation fiable. Le passage à un DN de 30 minutes reste nécessaire).
- Mise en place d'outils pour **fiabiliser les programmes** de Production par le biais d'indicateurs de fiabilité - avant tout pédagogique - mais qui devraient aider les acteurs à affiner la précision de leurs programmes en se positionnant par rapport au niveau moyen de leur filière. ENGIE salue au passage l'approche pédagogique et informative plutôt que punitive.

ENGIE constate que les mesures portent essentiellement sur la filière Production. C'est effectivement une contribution essentielle des déséquilibres FR, mais ne doit-on pas regarder également la **partie Consommation**, même si les mesures sont surement plus complexes à mettre en œuvre que sur la partie production, du fait de l'absence de nomination (en France). Des questions se posent notamment sur l'origine des écarts de consommation, sujet somme toute assez opaque (mauvaise prévision RTE et/ou RE, recalage imparfait des prévisions, non prise ne compte d'éléments connus à l'avance, etc.). Les consommations ont en outre l'ambition de devenir plus pilotable, et donc moins prédictibles vu de RTE. Ce sujet ne va-t-il pas devenir clef ?

Dans une moindre mesure, les batteries RPD échappent également aux obligations de programmation. Pour autant, cette filière est amenée à se développer dans les prochaines années et à impacter les prévisions d'injection/soutirage sur le réseau.

Position équilibrée des RE en entrée de fenêtre opérationnelle :

En France, tout élément d'injection ou de soutirage sur le système électrique doit être rattaché au périmètre d'un RE. Ces RE sont responsables financièrement des écarts sur leur périmètre : c'est le **prix de règlement des écarts** qui véhicule les incitations à l'équilibre :

- Les écarts pris en compte sont les écarts constatés a posteriori, lors de la comptabilisation des bilans en énergie de chaque RE. Ils ne correspondent pas uniquement aux écarts en entrée de fenêtre opérationnelle mais englobent *de facto* les écarts liés aux aléas ou changements de conditions extérieures survenus dans la fenêtre opérationnelle. Une part de ces écarts est donc indépendante des RE et de leur bonne connaissance de la production et/ou de la consommation de leur portefeuille.
- La construction du prix de règlement des écarts est faite de sorte à inciter les acteurs à engager, la veille pour le lendemain et en infra-journalier, les actions nécessaires à l'équilibrage de leur périmètre ou du système électrique, plutôt que de laisser RTE le faire via le MA ou les Services Système. Cela contribue à réduire les d'actions de rééquilibrage de RTE dans la fenêtre opérationnelle.

RTE souhaite néanmoins inciter davantage les RE à arriver **équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle** et envisage un nouveau levier financier consistant à **associer les RE « responsables » d'une augmentation des réserves au portage du coût de ces réserves.**

ENGIE s'est **prononcé contre** cette nouvelle mesure dans sa réponse à consultation du 13 mai 2025. Les éléments de synthèse sont repris ci-dessous :

1. *ENGIE s'est toujours positionné pour une séparation claire entre la capacité d'équilibrage (financée par le TURPE) et l'énergie d'équilibrage (financée par les RE).*
2. *L'incitation des RE à équilibrer leur périmètre passe par le mécanisme des Ecarts.* ***S'il est démontré que ce mécanisme est perfectible ou que l'incitation est insuffisante, une démarche d'évolution doit être initiée et concertée.***
3. *Un transfert des couts de capacité* ***ne peut raisonnablement s'envisager qu'à partir du moment où les RE ont les moyens d'agir sur leurs déséquilibres au plus proche du temps réel****. On ne peut pas pénaliser (au-delà des écarts) sans leur donner les moyens d'agir. L'approche centralisée et proactive de RTE n'est aujourd'hui pas compatible.*
4. *Ce transfert, s'il est confirmé, ne pourrait dans tous les cas intervenir avant l'année 2030 (base DN 30')*

5. *Si un cout de capacité devait être porté par les RE, ce ne pourrait être que pour les seules capacités de mFRR, et au-delà du seuil fixé pour couvrir un aléa dimensionnant, soit actuellement 1 000 MW.*

6. *Si une part des couts de capacité mFRR devait être portée par les RE, alors les coûts à la hausse devraient être répartis proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens négatifs, et les coûts de mFRR à la baisse proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens positifs.*

En outre, ce nouveau levier crée inévitablement une forte **incertitude pour les RE**, dont le montant ne sera connu qu'en M+12, liée à une forte volatilité des prix de contractualisation (cf. volatilité des prix de contractualisation aFRR). Les briques de risque liées aux écarts seront fortement impactées par ce dispositif et se retrouveront in fine supportées par le consommateur.

Concernant les informations publiées par RTE, les publications relatives à l'état d'équilibre du réseau électrique fournissent une information capitale pour les RE pour l'équilibrage de leur portefeuille. Ces informations, déjà largement partagées par RTE doivent néanmoins gagner en fiabilité.

Parmi les informations manquantes, nous notons :

- Un suivi temps réel de la Production réalisée, par filière, comparée aux prévisions de Production J+1/IJ. Cette information existe sauf erreur uniquement pour la consommation. Cette donnée nous serait utile pour visualiser la tendance nationale et ajuster nos programmes.

- Des messages d'alerte relatifs au manque d'offres plus explicites. En l'état, ils ne nous permettent pas de savoir si l'alerte porte sur un déséquilibre avéré à venir ou si l'alerte porte sur un risque de manque d'offre activables dans la fenêtre opérationnelle dans le cas où le système se déséquilibre dans l'une ou l'autre des directions. Ces messages pourraient être plus précis et donner plus d'indications aux RE.

Enfin, ENGIE approuve les dispositions de l'article 175 de la loi de finances pour 2025, paragraphe IV. A, **maintenant le versement de la prime prix négatifs indépendamment de la production de l'installation lorsque le prix Spot est négatif et compris dans la zone dite « tampon »** correspondant à l'intervalle [-0,1 €/MWh ; 0 €/MWh[. Cette modalité « technique », encore à fixer par arrêté, devrait permettre de réduire les déséquilibres « artificiels » mais potentiellement significatifs induits par un mauvais alignement entre les incitations RE (prix des écarts) et Producteur (binaire, en fonction du signe du prix Spot).

Au sein de la Fenêtre Opérationnelle

Rééquilibrage par RTE

ENGIE approuve les évolutions ci-dessous qui devraient accroitre considérablement le gisement de flexibilité offert au réseau :

- Loi DDADUE 2, publiée au Journal Officiel le 2 mai : **obligation de participation au MA pour les actifs de production de plus de 10 MW installés**. La situation est donc en pleine mutation : aucun actif ENR n'était proposé au MA il y a moins d'un an, occasionnant des manques de flexibilité critiques à la baisse lors des épisodes de forte production ENR. 1000 MW sont désormais offerts sur le RPD (éolien/PV), et une participation totale est attendue à compter de 2026 (étalée sur 2026-2027 pour le cas ENGIE).
- Loi de Finance 2025, art 175, §3 : participation autorisée au MA des **actifs de production onshore sous Obligation d'Achat** (ce qui correspond par voie de conséquence à une obligation de participation de ces actifs).
- Participation facilitée des petites EDA (jalon MA_{10}), permettant une participation facilitée, notamment des nouveaux actifs ENR, sans obligation d'une agrégation qui pouvait être perçue comme un frein.

En complément, RTE veille à se doter de leviers de plus en plus utilisables dans la fenêtre opérationnelle, avec notamment davantage de produits à CUO dits « utiles » pour le système :

- **Nouveaux produits capacitaires de mFRR** (DMO 12,5 minutes), contractés par blocs d'1 heure, à la hausse et à la baisse, ouverts aux filières ENR. Ces nouveaux produits garantissent des volumes dans chaque direction, activables en continu dans la fenêtre opérationnelle (et non uniquement sur aléa comme aujourd'hui).
- **Nouveau produit standard d'activation MARI,** dès 2026 en *Scheduled Activation*, et en 2028 pour le *Direct Activation*. ENGIE met néanmoins en garde contre les contraintes et règles complexes que RTE souhaite mettre en œuvre sur la livraison du produit MARI, qui pourraient nuire à la liquidité de ce marché. Ces flexibilités pourraient opter pour une mise à disposition sur le MA avec CUO moins favorables pour le système. Une offre moins importante sur MARI contraindra en outre le besoin exprimable par RTE sur cette plateforme.
- Incitation régulière de RTE auprès des acteurs pour inciter à soumettre des offres à **CUO utiles** pour le système, en rappelant notamment que les DMO supérieurs à 20' seraient bientôt peu utilisables (cf. fenêtre opérationnelle) ainsi que les DOmin supérieurs à 15' (cf. cadencement 15' de l'équilibrage, nouveaux produits de marché 15').

Enfin, une nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR est en cours (appliquée pour l'aFRR dès juillet 2025, à venir pour mFRR), avec l'adoption d'une approche davantage probabiliste (centiles 1% et 99% du déséquilibre historique), qui devrait permettre à RTE de dimensionner au mieux son besoin de réserves aFRR et mFRR. Dans sa réponse à consultation sur l'Accord de bloc RFP de mars 2025, ENGIE approuve la nouvelle méthode en préconisant néanmoins quelques ajustements (composante

additionnelle type « éclipse », lissage plus important peut néanmoins cacher un profilage réel du besoin).

Conclusion :

- Nous considérons la réduction du GCT ID XZ à 30 minutes comme **une étape importante pour les marchés infrajournaliers**. Elle offrira aux acteurs de marché davantage de possibilités d'optimiser leurs portefeuilles, d'intégrer des prévisions plus précises et de réduire leurs déséquilibres. Nous soutenons donc pleinement l'ambition de mettre en œuvre cette importante modification du marché dès que techniquement possible.
- En terme de planning, un décalage de 2 à 3 ans semble **difficilement évitable** : même s'il semble que les changements les plus importants pourraient être apportés avant la fin du quatrième trimestre 2027 (hors MARI-DA mais est-ce un prérequis GCT30 ?), ENGIE partage néanmoins l'importance d'une phase de stabilisation des process et outils une fois les évolutions apportées.
- Concernant l'amont de fenêtre opérationnelle :
    - Pour les RE : nous préconisons de réinterroger la construction du prix des écarts plutôt que d'envisager un nouveau levier consistant à faire porter les couts des réserves FRR aux RE.
    - Pour RTE : beaucoup d'efforts sont apportés sur la partie Production, qu'en est-il de la partie consommation ?
- Concernant la fenêtre opérationnelle :
    - RTE accroit considérablement ses leviers d'équilibrage dans la fenêtre. Le risque de manque d'offre devrait rapidement se réduire.

* * *