Le réseau de transport d'électricité

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,

en application de l'article 2, paragraphe 5 du règlement (UE) n°2024/1727 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union

7 mai 2025

Table des matières

1. Cadre règlementaire de la présente demande de dérogation 3
1.1. Dispositions faisant l'objet de la demande de dérogation 3
1.2. Dispositions permettant l'établissement d'une demande de dérogation 3
2. Etude d'impact 4
2.1. Modèle historique de RTE 4
Un modèle d'équilibrage proactif 4
Une fenêtre opérationnelle actuelle de 2h 4
Une gestion conjointe équilibre offre-demande (EOD)/réseau (RSO) 5
2.2. Impact sûreté et coûts 6
Risque sur l'anticipation et la gestion des déséquilibres par RTE 6
Incertitude sur les déséquilibres résiduels en amont de la fenêtre opérationnelle 6
Réduction du gisement historique de l'équilibrage 7
Risque pour la sûreté réseau 7
Risque sur la fourniture des capacités d'interconnexion pour s'équilibrer sur MARI 8
3. Plan d'action 9
3.1. Développer les gisements compatibles avec une réduction de la fenêtre opérationnelle 9
Refonte du processus de contractualisation de la RR/RC 9
Nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR 10
3.2. Adapter progressivement la stratégie d'équilibrage et le modèle de sûreté de RTE 10
3.3. Moderniser le mécanisme d'ajustement et de programmation 10
3.4. Sécuriser la fourniture des capacités transfrontalières pour le MARI DA 11
3.5. Inciter les RE à être mieux équilibrés en entrée de la fenêtre opérationnelle 11
3.6. Poursuivre une exploitation sécurisée du réseau 12
3.7. Calendrier de mise en œuvre de la feuille de route équilibrage et réseau 12
4. Période de dérogation demandée 14
5. Glossaire 15

1. Cadre règlementaire de la présente demande de dérogation

1.1. Dispositions faisant l'objet de la demande de dérogation

La présente demande de dérogation vise les dispositions de l'article 2, paragraphe 5 (1) 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.

Cet article dispose que "les NEMO autorisent les acteurs du marché à échanger de l'énergie à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et au moins jusqu'à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones. À partir du 1er janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones n'intervient pas plus de 30 minutes avant le temps réel."

1.2. Dispositions permettant l'établissement d'une demande de dérogation

La présente demande de dérogation 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.

L'article 2, paragraphe 5 (1bis) dispose qu'une "autorité de régulation concernée peut, à la demande du gestionnaire de réseau de transport, accorder une dérogation à l'exigence énoncée au paragraphe 1 jusqu'au 1er janvier 2029. Le gestionnaire de réseau de transport soumet la demande à l'autorité de régulation concernée. Ladite demande inclut :

- Une analyse d'impact, tenant compte des retours d'information des NEMOs et acteurs du marché concernés, démontrant l'incidence négative d'une telle mesure sur la sécurité de l'approvisionnement dans le système électrique national, sur l'efficacité au regard des coûts, y compris en ce qui concerne les plateformes d'équilibrage existantes conformément au règlement (UE) 2017/2195, sur l'intégration des énergies renouvelables et sur les émissions de gaz à effet de serre ; et
- Un plan d'action visant à raccourcir l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones à 30 minutes avant le temps réel, au plus tard le 1er janvier 2029."

Ainsi, c'est sur le fondement de l'article 2, paragraphe 5 (1bis) du Règlement (UE) 2024/1747, que RTE soumet une demande de dérogation à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour une durée de 3 ans.

En synthèse, l'approche historique de RTE de la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau nécessite de profondes adaptations avant de pouvoir modifier l'heure de fermeture des guichets infra journaliers entre zones. La première partie de cette demande de dérogation s'attache à décrire les principales caractéristiques de cette approche historique, à présenter les risques pour la sureté du système ainsi que les impacts économiques négatifs de la mise en œuvre de cette nouvelle disposition sans adaptations préalables majeures du modèle d'équilibrage et de gestion du réseau français. La seconde partie du document présente les axes de travail et la feuille de route pilotée par RTE en concertation avec la CRE et les acteurs concernés permettant de réaliser les adaptations nécessaires d'ici janvier 2029.

2. Etude d'impact

2.1. Modèle historique de RTE

Un modèle d'équilibrage proactif

La gestion de l'équilibrage par RTE s'appuie sur l'analyse de l'état prévisionnel du système dès la fin d'après-midi de la veille pour le lendemain sur la base des programmes d'appel déclarés à 16h30 par les producteurs via leur responsable de programmation. Les actions d'équilibrage peuvent ainsi être la conséquence de l'apparition en temps réel d'un déséquilibre entre l'offre et la demande mais également d'analyses prévisionnelles sur le déséquilibre et son évolution. L'action du GRT peut être antérieure à la constatation du déséquilibre, et préventive plutôt que curative. Cette approche se traduit par **une sollicitation moindre des réserves automatiques et une sollicitation plus importante d'offres manuelles, comme celles activées sur le mécanisme d'ajustement, et associées à des durées de préavis et d'utilisation plus longues que les réserves automatiques**. **Le recours à ces leviers est aujourd'hui possible du fait d'une fenêtre opérationnelle suffisamment longue.**

En effet, historiquement, l'optimisation des parcs de production se faisant essentiellement jusqu'en J-1 à l'issue du couplage de marché journalier, RTE pouvait se baser sur des prévisions de production et de consommation pour activer très en amont de la fenêtre opérationnelle, en cas d'écart anticipé, les leviers nécessaires. Cela pouvait être nécessaire dans le cas de moyens à délais de mobilisation longs (plusieurs heures en amont pour certains groupes thermiques).

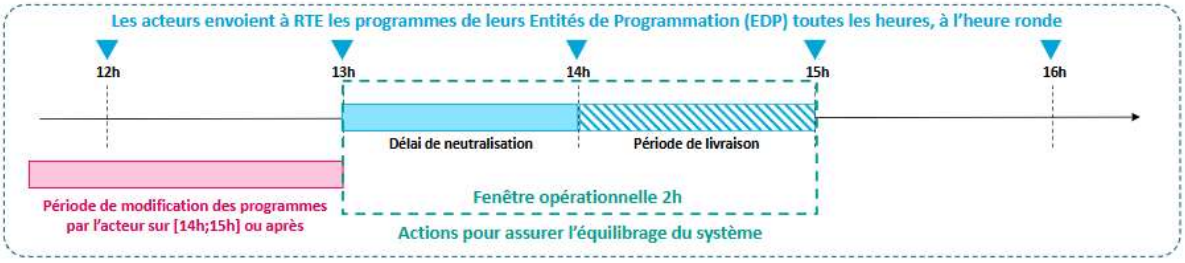
Néanmoins, les évolutions du système électrique et les réglementations européennes accompagnent l'évolution du mix énergétique européen, en permettant notamment aux acteurs d'adapter plus fréquemment et plus proche du temps réel leurs programmes de fonctionnement. Ces évolutions impactent les pratiques historiques de l'équilibrage en France et ont déjà donné lieu à des adaptations significatives (limitation des actions en dehors de la fenêtre opérationnelle, préparation et connexion aux plateformes européennes d'équilibrage pour l'échange de produits standards d'équilibrage...).

Une fenêtre opérationnelle actuelle de 2h

Le délai de neutralisation pour les marchés infrajournaliers d'une heure avant le temps réel imposé aujourd'hui par le règlement UE 2015/1222 établissant les lignes directrices sur l'allocation des capacités et la gestion de la congestion (CACM) permet actuellement **la coexistence de différentes approches** pour la gestion de l'équilibrage en Europe.

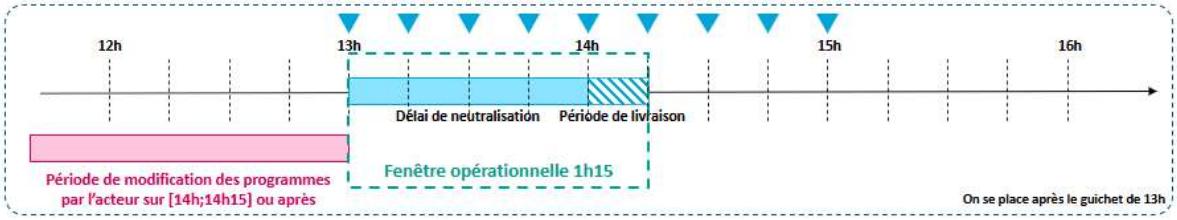
Certains pays (Allemagne, Pays-Bas, Belgique) ont ainsi fait le choix de réduire le délai de neutralisation pour leur marché national afin de permettre à leurs acteurs de s'équilibrer jusqu'à moins de 30 minutes avant le temps réel. Cette approche conduit les GRT à contractualiser un volume important de réserves automatiques et à responsabiliser davantage les responsables d'équilibre.

Toutefois, **la co existence de différentes approches est de manière croissante, de plus en plus difficile.** Face aux nouvelles règlementations et au développement des marchés, RTE a ainsi progressivement réduit sa fenêtre d'action en limitant les activations très en amont du temps réel tout en assurant un équilibrage proactif sur une fenêtre opérationnelle de 2 heures :



Fenêtre opérationnelle actuelle de 2h

L'accélération des marchés et la mise en place des guichets de programmation toutes les 15 minutes conduiront à réduire encore la fenêtre opérationnelle à 1h15 dès début 2026 :



Fenêtre opérationnelle de 1h15 début 2026

Pour autant, u**n délai de neutralisation d'une heure permet toujours à RTE de maintenir sa gestion proactive de l'équilibrage ainsi que sa stratégie de sûreté du système.** Cette stratégie offre la possibilité à RTE de disposer des réserves nécessaires au sein de la fenêtre opérationnelle en contractualisant des capacités ou en agissant en amont de la fenêtre opérationnelle afin d'augmenter les réserves disponibles. Cette possibilité d'agir en dehors de la fenêtre opérationnelle pour cause « marge », **permet à RTE de tenir compte de la disponibilité des capacités à délai de mise en œuvre long. Les intérêts principaux de cette approche sont économiques** car elle permet de limiter le besoin de contractualisation de réserves et tire profit des capacités effectivement disponibles sur le système. **Or, en l'absence d'une dérogation octroyée par le régulateur, RTE ne peut pas maintenir cette approche et doit basculer dans un temps trop court sur une nouvelle approche, que ni RTE ni les acteurs de marché, comme nous le détaillerons plus loin dans ce document, ne sont prêts à appliquer.**

Une gestion conjointe équilibre offre-demande (EOD)/réseau (RSO)

Les GRT doivent garantir une exploitation sûre du système électrique et assurer le respect des contraintes liées au fonctionnement du réseau électrique.

La façon dont sont coordonnées les actions correctives sur l'équilibre offre-demande (équilibrage) et la gestion des congestions (redispatching ou countertrading) constitue un autre paramètre structurant des modèles de marché sur le court-terme.

Certains GRT assurent ces missions de manière disjointe et dissocient l'équilibrage et la gestion des flux. C'est notamment le cas de l'Allemagne, où les actions relatives à la gestion des flux sur le réseau sont menées dès la veille pour le lendemain.

En France, RTE assure une gestion conjointe de l'équilibrage du système et des flux sur le réseau afin de répondre à 2 grands objectifs :

- **Maitriser les impacts des actions prises pour l'EOD sur le réseau** en évitant d'impacter négativement le réseau consécutivement à des actions pour l'EOD (ex : éviter l'activation d'un moyen qui crée localement une congestion réseau, sur le Réseau Public de Transport (RPT) mais également à terme sur le Réseau Public de Distribution (RPD)) ;

- **Maitriser les impacts sur l'équilibre offre-demande des actions pour la gestion du réseau** en évitant si possible qu'une action pour gérer le réseau ait un impact sur l'EOD ou en anticipant cet impact (ex : activer des moyens qui vont dans le sens du besoin pour rééquilibrer le système électrique ou encore optimiser les volumes de countertrading activables afin de maitriser l'impact sur les marges).

Bien que le développement des énergies renouvelables et la variabilité accrue des flux sur le réseau conduisent déjà RTE à renforcer la coordination pour la gestion de l'équilibrage et des flux sur le réseau, il sera nécessaire de renforcer davantage cette coordination avec un raccourcissement du délai d'actions du GRT induit par la réduction du délai de neutralisation.

2.2. Impact sûreté et coûts

Risque sur l'anticipation et la gestion des déséquilibres par RTE

RTE priorise la mise en œuvre des projets permettant d'augmenter la cadence des marchés d'équilibrage de 1h à 15 minutes.

RTE considère en effet comme des enjeux prioritaires l'augmentation du nombre de guichets de programmation de 24 à 96 guichets (janvier 2026), la connexion à la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, ci-après « plateforme MARI » pour « *Manually Activated Reserves Initiative* », qui se fera de manière progressive (avec la prise en compte des activations programmées, ci-après SA pour *Scheduled Activation*, dès janvier 2026 et celle des activations directes, ci-après DA pour *Direct Activation*, à horizon 2027/2028). L'essentiel des nouveaux outils et processus seront déployés dans le courant de l'année 2026 mais les évolutions nécessaires à un équilibrage efficace dans une fenêtre opérationnelle réduite ne s'achèveront qu'avec la connexion complète de RTE à MARI permettant le recours aux activations directes.

Il est important de noter que ces évolutions ont nécessité une refonte complète des outils SI, des processus et de l'organisation des équipes en charge de la gestion en temps réel de l'équilibrage et qu'il **sera alors nécessaire de consolider ces processus et cette organisation mais également de s'assurer de la robustesse des outils avant de pouvoir mettre en œuvre une réduction de la fenêtre opérationnelle qui laissera moins de temps à RTE pour analyser l'état du système et prendre des actions en anticipation en cas de déséquilibre.**

Incertitude sur les déséquilibres résiduels en amont de la fenêtre opérationnelle

Le document de travail des services de la Commission accompagnant les propositions d'évolution de la réforme des marchés met en évidence les bienfaits de la réduction du délai de neutralisation pour les acteurs de marché. Cette mesure est considérée comme un élément clé pour l'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité. Elle permettra aux acteurs d'actualiser, au plus proche du temps réel, leurs prévisions de production et de consommation, qui dépendent fortement des prévisions météo. Les échanges permis jusqu'à 30 minutes avant le temps réel donneront la possibilité aux acteurs d'optimiser l'équilibrage de leur périmètre d'équilibre.

La flexibilité électrique est un élément clé de l'efficacité et de la stabilité du système énergétique. Elle représente la capacité à ajuster la production et la consommation d'électricité pour répondre aux fluctuations de la demande et de l'offre sur le réseau électrique.

Les études de RTE relatives à la Transformation du Système Electrique mettent en lumière que les besoins en flexibilités d'équilibrage activable pendant la fenêtre opérationnelle augmenteront relativement peu à l'horizon 2030 et 2035 par rapport aux besoins en flexibilités en amont de la fenêtre opérationnelle, qui représenteront plusieurs GW d'ici 2030 et devront donc être couverts par les responsables d'équilibre (RE).

Cependant, si les marchés de l'énergie et le cadre régulatoire échouent à renvoyer les bons signaux et les bonnes incitations aux RE pour anticiper et mobiliser les flexibilités en amont de la fenêtre opérationnelle de RTE via les

marchés de gros, ces besoins se reporteront sur l'équilibrage opéré par RTE. En effet, RTE doit s'assurer à tout moment que les leviers existent en quantité suffisante pour équilibrer le système, ce qui peut passer par une augmentation des volumes de réserves contractualisées et in fine une augmentation des coûts de contractualisation des réserves portés aujourd'hui par le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) si les RE ne sont pas suffisamment bien équilibrés. Ainsi, la réussite du modèle voulu par l'Union Européenne est conditionnée au fait que les RE arrivent les plus équilibrés possible (en moyenne pour chaque pas de règlement des écarts) en entrée de fenêtre opérationnelle au regard de leur connaissance de la production et/ou de la consommation de leur portefeuille.

Il est donc essentiel que les RE disposent des bonnes incitations pour mobiliser ces flexibilités, afin de s'équilibrer au mieux en entrée de la fenêtre opérationnelle. Ainsi, il apparait nécessaire de s'interroger sur les leviers financiers pour inciter les RE à agir en ce sens. Associer les RE au portage du coût des réserves contribuera à renforcer le mécanisme incitatif.

Enfin, les adaptations nécessaires pour permettre une accélération du cadencement des marchés pour un équilibrage à une maille 15 minutes sont toujours en cours d'implémentation aussi bien au niveau européen qu'au niveau national pour la France et ne s'achèveront que début 2026. En effet, le passage à un pas de règlement des écarts 15 minutes n'est intervenu que début 2025 en France et doit encore s'accompagner d'un passage à des produits 15 minutes sur les marchés journaliers ainsi que d'une augmentation des guichets de programmation et aux interconnexions début 2026. Il ne sera possible d'apprécier les effets sur la capacité des RE à mieux s'équilibrer qu'une fois ces évolutions implémentées et une phase d'adaptation passée.

Il n'est donc pas garanti à ce stade que les RE profiteront pleinement de ces 30 minutes additionnelles pour s'équilibrer en particulier s'ils ne bénéficient pas de prévisions plus fines, plus proche du temps réel de la production renouvelable notamment, ainsi que d'incitations financières suffisantes.

Réduction du gisement historique de l'équilibrage

La réduction du délai de neutralisation viendra réduire le gisement des leviers disponibles dans la fenêtre opérationnelle en privant RTE de l'ensemble des leviers à délai de mobilisation supérieure à 20 minutes, c'est-à-dire principalement le parc nucléaire (la réduction du délai de neutralisation viendra réduire la profondeur de modulation possible), une partie du parc thermique mais également une partie des moyens hydrauliques. **RTE estime ainsi une réduction de 30 à 40% de l'énergie disponible pour l'équilibrage.**

Ces gisements pourraient être mobilisés en dehors de la fenêtre opérationnelle par RTE pour cause **"marges"**. Néanmoins, ce type d'activation doit être **limité** car cela peut s'avérer contre-productif en fonction des dernières actions prises par les acteurs sur les marchés et conduire ainsi à des contre-activations.

Par ailleurs, le **gisement potentiel attendu sur la plateforme MARI est à ce jour faible et incertain**, de l'ordre de 2200 MW dans le scénario le plus optimiste (dont 1000 MW indisponibles sans investissements supplémentaires par rapport à l'état actuel).

Compte-tenu du gisement disponible actuellement et qui restera limité a priori à court-terme, une réduction du délai de neutralisation conduirait RTE à prendre des mesures en dehors de la fenêtre opérationnelle. Ces actions pourraient s'avérer potentiellement contre-productives et inefficaces au regard des coûts.

Risque pour la sûreté réseau

Pour maitriser les congestions pouvant survenir sur le réseau électrique, RTE réalise des « études de réseau » réactualisées au fil du temps.

Ces études réseau sont réalisées dès la veille pour le lendemain sur la base des consignations prévues sur le réseau, de la première version des programmes d'appel reçue des producteurs raccordés au RPT, de la prévision des énergies renouvelables, de la prévision de la consommation et des échanges en sortie du marché journalier.

Puis ces études sont remises à jour au fil de l'eau en infra journalier, selon le besoin, jusqu'à 45 minutes avant le temps réel en intégrant les mises à jour des programmes et des prévisions.

À ce stade, les études permettent d'identifier les congestions et les moyens de les lever. Ces moyens sont soit à coût nul (manœuvres topologiques sur le réseau RTE en préventif ou curatif par exemple) soit mobilisent des moyens couteux (préventif ou curatif là encore, en fonction des délais de mobilisations des leviers : coupler un groupe thermique pour gérer les tensions, mettre en place du countertrading….

L'objectif de ces études est d'anticiper au maximum les contraintes à venir, de façon à pouvoir disposer des parades nécessaires au moment voulu (en prenant en compte les délais de mobilisation des moyens), et de laisser au temps réel le moins de situations imprévues possible.

La fourniture de données dans un délai inférieur à 45 minutes est donc problématique et en l'état actuel, un raccourcissement du délai de neutralisation conduirait RTE à retenir des hypothèses très conservatives et à prendre des actions préventives nécessaires potentiellement couteuses et contre-productives. En parallèle, la liste des parades disponibles dans les temps voulu diminue également avec une réduction de la fenêtre opérationnelle du GRT.

Risque sur la fourniture des capacités d'interconnexion pour s'équilibrer sur MARI

La participation à MARI en DA nécessite de fournir les capacités transfrontalières disponibles sur deux pas de temps 15 minutes successifs puisque les activations directes sont susceptibles de courir sur ce laps de temps. La fourniture de capacité relative au second pas de temps est **problématique** puisque la fermeture du marché infrajournalier intervient juste avant, ce qui ne laisse qu'un délai de 5 minutes entre la fermeture du marché infrajournalier et l'échéance de réception des capacités transfrontalières sur MARI.

Les performances actuelles des applications et les obligations des fournisseurs qui les opèrent ne permettent pas de garantir aujourd'hui que ce délai soit toujours respecté et il est donc impératif de travailler collectivement **avec nos partenaires européens afin de permettre l'envoi des capacités transfrontalières d'équilibrage dans les temps.**

Cette opération sera rendue encore plus ardue dans le futur, puisque les méthodologies de calcul de capacité découlant du règlement EBGL imposent un recalcul coordonné des capacités balancing dans ce court délai de 5 minutes.

Ce dernier point ne constitue pas un risque identifié pour janvier 2026 puisque RTE ne se connectera en MARI DA qu'à horizon 2027/2028. Il sera néanmoins nécessaire de travailler avec nos partenaires européens afin de sécuriser la fourniture des capacités d'échanges offertes pour ce type d'activation afin d'assurer un équilibrage efficace pour cet horizon de temps.

En synthèse, en l'absence d'une dérogation octroyée par le régulateur, une réduction du délai de neutralisation dès janvier 2026 induirait des risques pour la sureté du système ainsi que des impacts économiques négatifs. RTE propose le plan d'actions détaillées dans la suite du document afin de poursuivre l'adaptation du modèle d'équilibrage français à une réduction du délai de neutralisation

3. Plan d'action

3.1. Développer les gisements compatibles avec une réduction de la fenêtre opérationnelle

D'un point de vue équilibrage, l'un des enjeux majeurs est de faire émerger un gisement compatible avec une fenêtre opérationnelle réduite tout en maîtrisant les coûts de contractualisation.

RTE dispose aujourd'hui pour s'équilibrer de réserves dites "automatiques" (réserves secondaires en français ou aFRR en anglais pour automatic Frequency Restoration Reserve), de réserves dites « rapides » (RR en français ou mFRR en anglais pour manual Frequency Restoration Reserve) et de réserves « complémentaire » (RC en français ou RR en anglais pour Replacement Reserve).

Néanmoins, la réduction du délai de neutralisation nécessite de :

- Refondre le processus de contractualisation de la réserve rapide/réserve complémentaire (RR/RC)
- Développer une nouvelle méthode de dimensionnement pour le besoin global d'aFRR et de mFRR (en anglais FRR pour Frequency Restoration Reserve)

Refonte du processus de contractualisation de la RR/RC

Pour rappel, en déclinaison de la mission fixée par la loi, RTE veille à la mise à disposition en permanence de réserves RR-RC. Ces réserves sont contractualisées dans le cadre des articles L 321-11 et L 321-12 du Code de l'énergie.

Aujourd'hui, les capacités contractualisées par RTE via un appel d'offre annuel et un appel d'offre journalier permettent de disposer de capacités de RR-RC à la hausse uniquement, dont :

- 1000 MW de réserve rapide mobilisables en moins de 13 min, activables jusqu'à 4 fois par jour pour une durée n'excédant pas 4 heures au total ;
- 500 MW de réserve complémentaire mobilisables en moins de 30 min, activables jusqu'à 3 fois par jour pour une durée n'excédant pas 3 heures au total.

Cette contractualisation est avant tout « assurantielle » et est particulièrement adaptée à une situation où l'activation des réserves contractualisées est limitée majoritairement à la réponse à un aléa (perte de groupe, déclenchement de liaison à courant continu, etc.).

L'enjeu de la refonte de ce processus de contractualisation est de faire émerger des gisements dont les Conditions d'Utilisation des Offres (CUOs) sont utiles pour le système tout en s'inscrivant dans la réduction de la fenêtre opérationnelle. Les objectifs sont de :

- Répondre en priorité au manque critique de flexibilités à la baisse de RTE, en introduisant un produit de mFRR Baisse activable en continu ;
- Prendre en compte les exigences règlementaires liées aux échéances de contractualisation, en faisant évoluer l'appel d'offre annuel vers un appel d'offres périodique ;
- Prendre en compte la fin du recours au processus de remplacement de réserve avec la fermeture de la plateforme pour l'échange de réserve complémentaire, la "plateforme TERRE" pour *Trans European Replacement Reserve Exchange* qui contraint la contractualisation de la réserve complémentaire ;
- Faire évoluer la contractualisation du produit de mFRR Hausse vers un produit « refondu », activable en continu et non uniquement sur aléa ;
- Permettre que l'émergence des nouveaux produits se fasse à un coût maîtrisé pour la collectivité ;
- Rendre les produits mFRR Baisse et mFRR Hausse refondue compatibles avec les contraintes d'utilisation sur la plateforme MARI.

Nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR

Comme évoqué au précédent paragraphe, RTE doit répondre rapidement au manque de moyens à la baisse et doit donc faire évoluer en priorité la méthode dimensionnement afin d'introduire un besoin de réserve rapide à la baisse.

Ensuite, RTE s'oriente vers une nouvelle méthode de dimensionnement globale de la FRR basée sur l'analyse des déséquilibres constatés du système et ce afin d'être en mesure de bénéficier d'une combinaison de capacités de FRR suffisante pour **couvrir les déséquilibres positifs ou négatifs en France durant au moins 99% du temps** conformément au règlement Règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, ci-après "Règlement SOGL" pour guideline on electricity transmission system operation. Ces réserves devront également répondre en permanence à l'incident dimensionnant à la hausse et à la baisse en France, conformément à l'article 157 du Règlement SOGL.

Si l'objectif est de mettre en place les nouvelles modalités de dimensionnement et de contractualisation afin de disposer d'un produit de RR-RC refondu courant 2026, néanmoins au démarrage les volumes des nouveaux produits seront limités, il faudra compter un délai supplémentaire pour que ce nouveau marché atteigne un niveau de maturité tel qu'il permettra à RTE de s'équilibrer dans la fenêtre opérationnelle à un coût maîtrisé.

3.2. Adapter progressivement la stratégie d'équilibrage et le modèle de sûreté de RTE

Début 2026, le modèle d'équilibrage français va connaitre d'importants changements avec notamment le passage à 96 guichets de programmation et la connexion à la plateforme MARI en SA.

Avec l'accélération des cadences au lancement des 96 guichets de programmation et le fonctionnement par guichets à la connexion à MARI couplé à un faible gisement de réserves manuelles à délai de mobilisation court et de réserves automatiques, il est nécessaire, dans un premier temps, **de consolider les processus, les outils, l'organisation et de s'assurer de leur robustesse avant de mettre en œuvre une nouvelle réduction du délai accordé à RTE pour analyser le système.**

Avec le développement d'un gisement de réserves rapides, RTE sera également amené à **questionner son modèle de sûreté et son processus de suivi des marges**. En effet, sauf situations de tension exceptionnelle et à condition de disposer de liquidité suffisante compatible avec une réduction du délai de neutralisation, RTE devrait intervenir de moins en moins en amont de la fenêtre opérationnelle dans un souci d'efficacité et de maîtrise des coûts.

3.3. Moderniser le mécanisme d'ajustement et de programmation

En parallèle des travaux préparant la connexion aux plateformes, l'augmentation du nombre de guichets de programmation et l'émergence d'un gisement de réserves, il est nécessaire de faire évoluer le mécanisme d'ajustement (MA) ainsi que le dispositif de programmation.

Il s'agit pour le MA, de le rendre plus évolutif et attractif pour les nouvelles flexibilités de l'équilibrage :

- Rendre les conditions d'utilisation des offres d'ajustement **compatibles avec un pas de temps 15 minutes**
- Mettre en place un plan d'accompagnement **pour la participation des énergies renouvelables au MA**
- Abaisser le seuil de possibilité de dépôt d'offres sur le MA **à 1MW**
- Ouvrir **les possibilités d'agrégats de sites** tout en conservant la vision couplée EOD/RSO

Les évolutions discutées sur le dispositif de programmation doivent permettre à RTE de bénéficier d'une meilleure prévision du déséquilibre à différentes échéances de temps, condition nécessaire en cas de réduction de la fenêtre opérationnelle :

- Permettre aux acteurs de **renvoyer des programmes de marche en spécifique**
- Définir les modalités d'une programmation indépendante d'une participation au mécanisme d'ajustement **(i.e. participation explicite avec envoi d'un programme d'appel)**
- Mettre en place des indicateurs **sur la qualité de la programmation**

3.4. Sécuriser la fourniture des capacités transfrontalières pour le MARI DA

Le sujet a bien été identifié au niveau européen et des discussions sont d'ores et déjà en cours avec les partenaires européens et les fournisseurs des solutions techniques supportant les processus afin de réduire les délais de transfert des fichiers et laisser suffisamment de temps pour déterminer les capacités transfrontalières pour les activations en MARI DA.

3.5. Inciter les RE à être mieux équilibrés en entrée de la fenêtre opérationnelle

L'enjeu de la réforme des marchés est de permettre aux acteurs de s'équilibrer au plus proche du temps réel. Il s'agit donc de mettre en place les bonnes incitations auprès des RE.

Deux niveaux de mesures sont considérés aujourd'hui, avec une progressivité dans leur mise en œuvre en fonction des déséquilibres constatés des RE en entrée de fenêtre opérationnelle.

En premier lieu, dans la mesure où le dimensionnement des réserves d'équilibrage est directement lié aux déséquilibres des RE en entrée de fenêtre opérationnelle et afin d'inciter les RE à réduire leur déséquilibre en entrée de fenêtre opérationnelle, il est proposé de leur répercuter tout ou partie du coût de contractualisation directement lié à leur déséquilibre en entrée de fenêtre opérationnelle. Cette mesure a pour objectif d'inciter les RE à minimiser leur déséquilibre volontaire qui irait dans le même sens que la tendance du système électrique et à s'améliorer dans leurs prévisions pour réduire leur déséquilibre « involontaire ». **Cette mesure peut être envisagée à court terme et est complémentaire aux travaux de refonte du dimensionnement des réserves d'équilibrage (cf. chap 3.1 du présent document). Ce sujet est en cours de concertation avec les RE, et sera décliné dans la version 3 du chapitre portant sur le dispositif RE qui devrait entrer en vigueur en janvier 2028.**

Ensuite, si l'incitation véhiculée par le prix de règlement des écart (PRE) actuel et le portage d'une partie du coût de contractualisation des réserves s'avérait être insuffisante, i**l pourrait être envisagé d'ajouter une composante de pénurie, pénalisant les écarts en tendance. Cette mesure pourrait être envisagée à moyen terme (horizon 2029-2030)**

3.6. Poursuivre une exploitation sécurisée du réseau

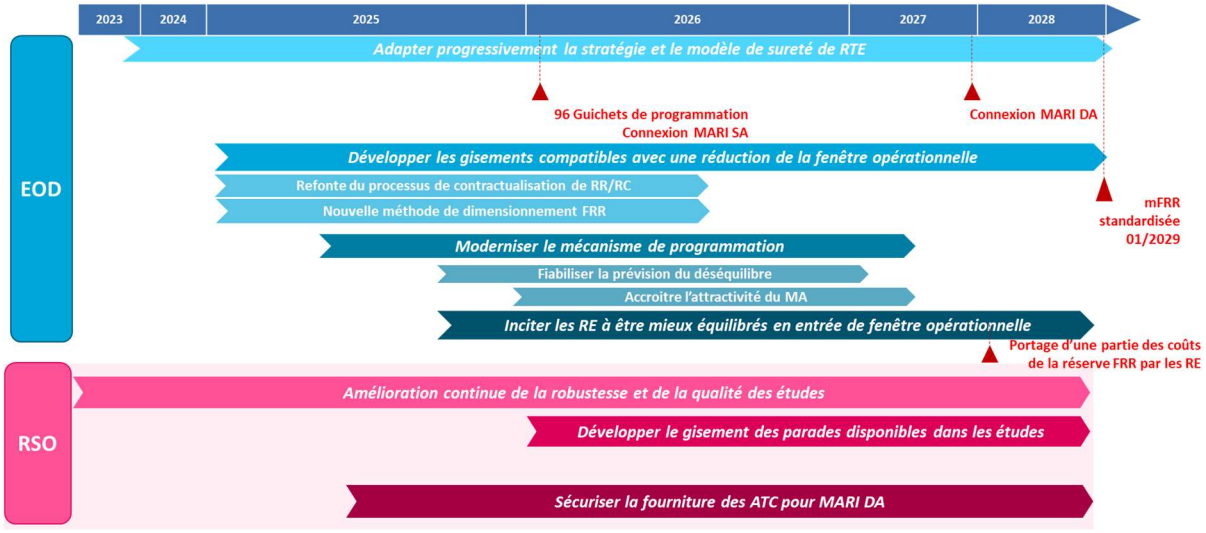
D'un point de vue réseau, le prérequis à la réduction du délai de neutralisation est de développer des leviers compatibles avec une réduction de la fenêtre opérationnelle pour soulager les contraintes.

En effet, comme présenté plus tôt dans cette demande de dérogation, RTE assure une gestion conjointe de l'équilibrage et des congestions de réseaux. Une réduction du délai de neutralisation nécessitera donc de renforcer cette coordination. Pour gérer les problèmes de congestion, RTE travaille également en interface avec d'autres entités comme les GRD ainsi que les autres GRT avec qui il sera également nécessaire de renforcer la coordination.

Par ailleurs, RTE poursuivra ses travaux d'amélioration continue pour gérer notamment l'augmentation des incertitudes et ainsi de mieux anticiper les contraintes et d'identifier les parades les plus efficaces. Compte tenu de la complexité des sujets, la pleine intégration opérationnelle n'arrivera pas avant 2029 mais toutes les améliorations utilisables d'ici cette date seront évidemment intégrées.

3.7. Calendrier de mise en œuvre de la feuille de route équilibrage et réseau

Les évolutions, adaptations nécessaires pour permettre une réduction du délai de neutralisation se poursuivront jusqu'en janvier 2029 :



Feuille de route équilibrage et réseau2025-2029

En effet, d'un point de EOD, bien que RTE vise une mise en place des outils, des processus et des leviers règlementaires présentés ci-avant dans ce document avant 2029, il faudra compter un délai supplémentaire pour permettre l'émergence d'un gisement d'équilibrage compatible avec une réduction de la fenêtre opérationnelle et mesurer les effets des incitations financières pour un système mieux équilibré en entrée de la fenêtre opérationnelle. L'objectif est bien de :

- Disposer d'un produit de mFRR refondu et d'une nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR courant 2026 afin de laisser le temps au acteurs concernés de réaliser les investissements nécessaires et au marché de se développer pour janvier 2029 ;
- Disposer d'un levier règlementaire pour inciter les RE à adapter leur stratégie d'équilibrage dès janvier 2028.

RTE poursuivra en parallèle sa démarche de modernisation du mécanisme d'ajustement et du dispositif de programmation afin de faciliter l'émergence des gisements d'une part et de mieux anticiper et gérer les déséquilibres en amont de la fenêtre opérationnelle d'autre part.

D'un point de vue réseau, l'enjeu principal consistera à développer, d'ici janvier 2029, des leviers mobilisables dans un délai de neutralisation réduit en renforçant la coordination entre les actions EOD et réseaux d'une part et avec les entités en interface de RTE (GRD, autres GRT) d'autre part.

4. Période de dérogation demandée

RTE mène depuis plusieurs années des projets visant à adapter ses processus, ses outils ainsi qu'à créer un cadre pour faire émerger des leviers d'équilibrage compatibles avec une fenêtre opérationnelle réduite tout en favorisant la participation des énergies renouvelables et en garantissant la sûreté du système. Bien que déjà engagées, les adaptations nécessaires de l'écosystème électrique français sont suffisamment profondes pour justifier une trajectoire de mise en œuvre de la fermeture des guichets infrajournaliers entre zones 30 minutes avant le temps réel, pour janvier 2029.

Sur le fondement de l'article 2, paragraphe 5 du règlement (UE) 2024/1747 et après avoir mis en évidence dans le chapitre 2 de la présente dérogation l'incidence négative de la réduction du délai de neutralisation sur la sécurité de l'approvisionnement dans le système électrique national ainsi que sur l'efficacité au regard des coûts, RTE soumet une demande de dérogation à la CRE pour le délai de mise en œuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones; et afin de mettre en œuvre les mesures nécessaires à la réduction du délai de neutralisation décrites dans le chapitre 3 du présent document, la demande de dérogation soumise par RTE à la CRE correspond à une période de trente-six mois, comprise entre le 1 janvier 2026 et le 1 janvier 2029 inclus.

5. Glossaire

aFRR : réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (de l'anglais *automated Frequency Restoration Reserve)*

CRE : commission de régulation de l'énergie

GRD : gestionnaire de réseau de distribution

GRT : gestionnaire de réseau de transport

MARI : plateforme européenne d'échange d'énergie à partir de réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle

mFRR : réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle (de l'anglais *Manual Frequency Restoration Reserve)*

Règlement CACM : règlement (UE) 2015/1222 établissant les lignes directrices sur l'allocation des capacités et la gestion de la congestion (de l'anglais *Capacity Allocation and Congestion Management)*

Règlement EBGL : règlement (UE) n°2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (de l'anglais *Electricity Balancing Guideline*)

Règlement SOGL : règlement Règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (de l'anglais *System Operations Guideline)*

RPD : réseau public de distribution

RPT : réseau public de transport

RR : réserves de remplacement (de l'anglais *Replacement Reserve*)

RTE : gestionnaire de réseau de transport français (i.e. Réseau de Transport d'Electricité)

TERRE : plateforme européenne d'échange d'énergie à partir de réserves de remplacement (de l'anglais *Trans European Replacement Reserves Exchange*)

TURPE : tarif d'utilisation du réseau public d'électricité