Règles de Marché

Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolutions des règles de marché

Dispositions Générales
Dispositif de Programmation, Mécanisme d'Ajustement,
Responsable d'Equilibre, Services Système fréquence

17 Octobre 2025

SOMMAIRE DU PREAMBULE

1. CONTEXTE 3

2. CONCERTATION 4

2.A. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation et au Mécanisme d'Ajustement 4

2.B. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Responsable d'Equilibre 4

2.C. Concertation pour l'évolution des règles relatives aux règles Services Système fréquence 5

3. PERIMETRE DES EVOLUTIONS PROPOSEES 5

3.A. Dispositions générales (pages 8-16) 5

3.B. Dispositif de programmation (pages 17-32) 5

3.C. Mécanisme d'ajustement (pages 33-80) 6

3.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 81-98) 6

3.E. Services Systèmes fréquence (pages 99-131) 6

4. CALENDRIER PREVISIONNEL 7

Annexe

A. TABLEAU DE CORRESPONDANCE DES DATES PIVOT 132

B. PRISE EN COMPTE DES RETOURS EMIS LORS DE LA CONSULTATION SUR L'EVOLUTION DES REGLES DE MARCHE 136

B.1. Retours relatifs aux Dispositions Générales 136

B.2. Retours relatifs au Dispositif de Programmation 149

B.3. Retours relatifs au Mécanisme d'Ajustement 183

B.4. Retours relatifs au Dispositif de Responsable d'Equilibre 234

B.5. Retours relatifs aux Services Système fréquence 251

B.6. Retours transverses à tous les chapitres 285

1. Contexte

L'équilibrage constitue l'échéance ultime permettant d'assurer le maintien de la fréquence à un niveau nominal en respectant à chaque instant une égalité quasi parfaite entre la puissance injectée (production, imports depuis l'étranger) et la puissance soutirée (consommation, exports vers l'étranger) sur le réseau électrique. Dans un marché ouvert au sein duquel une multitude d'acteurs de marché peuvent gérer de manière indépendante leur portefeuille d'actifs (producteurs, fournisseurs, négociants, etc.), c'est également la dernière échéance permettant d'assurer le respect des contraintes techniques liées au fonctionnement du système électrique, notamment celles liées à la gestion des flux et au respect des grandeurs physiques du réseau.

Cette mission incombe aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT). En particulier, en France, le rôle de garant de l'équilibre du système électrique est confié à RTE par l'article L. 321-10 du Code de l'énergie qui dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

Pour ce faire, RTE définit en concertation avec les parties prenantes du secteur électrique et soumet à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) l'ensemble des modalités techniques et financières relatives à l'équilibrage, et notamment les règles relatives au dispositif de programmation (PR), au mécanisme d'ajustement (MA), au dispositif de responsable d'équilibre (RE) et aux services système fréquence (SSYf).

Ces règles ne sont pas des objets figés. Au contraire, elles doivent refléter et accompagner les transformations du système électrique et garantir que l'équilibrage puisse être réalisé au meilleur coût et en intégrant efficacement l'ensemble des acteurs du système électrique.

Par ailleurs, le contexte dans lequel s'insère le travail de rédaction des règles du marché de l'électricité n'a de cesse d'évoluer, au niveau français comme au niveau européen.

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. Dans ce contexte, les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français évoluent dans le but de poursuivre le développement d'un marché européen de l'équilibrage et d'accompagner efficacement la transition énergétique.

2. Concertation

Afin de continuer les évolutions liées aux déclinaisons des codes et de proposer une mise en œuvre progressive des transformations nécessaires, les groupes de travail (GT) « Evolutions des règles PROG-MA », « Evolutions des règles RE » et « Evolutions des règles SSYf » de la commission accès au marché (« CAM ») du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (« CURTE ») ont initié un processus de concertation en plusieurs phases avec les acteurs de marché. Ce processus a abouti au présent jeu de règles et les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte[1]. Cette concertation se poursuivra dans les années à venir afin d'accompagner la transition énergétique et le développement d'un marché d'ajustement européen.

2.A. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation et au Mécanisme d'Ajustement

La concertation associée à la présente évolution des chapitres 1 et 2 des règles de marché harmonisées a démarré en mars 2024 et s'est poursuivie jusqu'en mai 2025 dans le cadre du groupe de travail PROG-MA.

Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.

En complément, afin de recueillir les contributions des acteurs sur différents axes de travail de ce projet d'évolution, RTE a organisé un appel à contribution du 4 octobre 2024 au 22 novembre 2024 sur la refonte des fichiers et la nouvelle modélisation des offres d'ajustement. Cet appel à contributions visait à présenter aux responsables de programmation et acteurs d'ajustement des perspectives sur la modernisation du mécanisme d'ajustement, et à recueillir leurs avis sur l'horizon présenté.

2.B. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Responsable d'Equilibre

La concertation associée à la présente évolution du chapitre 3 des règles de marché harmonisées a démarré en mars 2024 et s'est poursuivie jusqu'en mai 2025 dans le cadre du groupe de travail RE.

Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.

Par ailleurs, dans le cadre de sa feuille de route « Equilibre Offre-Demande Cible 2030 » partagée avec la CRE et présentée aux acteurs de marché lors de la CAM du 22 novembre 2024, RTE a présenté sa volonté de transférer une partie des coûts de contractualisation de FRR aux RE. Cette mesure poursuit deux objectifs principaux :

1. La réduction des déséquilibres en entrée de Fenêtre Opérationnelle, dans un contexte de passage à un délai de neutralisation de 30 minutes. L'objectif est de responsabiliser davantage les RE en cas d'écarts, en les exposant à la part des coûts de contractualisation de FRR induits.

2. La maîtrise du coût global de contractualisation de FRR, en incitant les RE à proposer des offres FRR plus compétitives lorsqu'ils sont également Responsables de Réserve, et réduire leurs écarts, ce qui influencera positivement le futur dimensionnement des réserves.

[1] Site concerte : https://www.concerte.fr

Lors des GT du 23 janvier et 24 mars 2025, RTE a présenté plus en détail les enjeux et objectifs associés à cette évolution majeure pour les RE, annonçant qu'un Appel à Contributions serait lancé en avril 2025. RTE a également invité les RE qui le souhaitaient à réaliser des bilatérales.

L'Appel à Contributions a été lancé du 14 avril au 13 mai 2025, afin de recueillir l'avis des RE sur deux points clés :

- La répartition des coûts entre utilisateurs de réseau et RE, incluant les modalités de calcul et les paramètres de fixation des taux ;

- Les modalités de recouvrement de ces coûts par les RE, notamment le choix de la grandeur d'indexation.

En complément, RTE a mis à disposition des RE un fichier de simulation des coûts, basés sur les options présentées dans l'Appel à Contributions.

La CRE a annoncé lors du GT-RE du 19 mai 2025, le lancement d'une consultation publique sur le fond de la mesure pour confirmer que cette mesure réponde efficacement aux objectifs susmentionnés. Cette consultation est prévue entre T4 2025 et T1 2026. En parallèle, RTE mènera des études complémentaires pour étayer les bénéfices attendus de cette évolution.

2.C. Concertation pour l'évolution des règles relatives aux règles Services Système fréquence

La concertation associée à la présente évolution du chapitre 4 des règles de marché harmonisées a démarré en janvier 2024 et s'est poursuivie jusqu'en mai 2025 dans le cadre du groupe de travail « GT SSYf » sur les évolutions des règles SSYf. Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.

3. Périmètre des évolutions proposées

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles relatives au dispositif de programmation (chapitre 1), au mécanisme d'ajustement (chapitre 2), au dispositif de responsable d'équilibre (chapitre 3) et aux services systèmes fréquence (chapitre 4), ainsi qu'aux dispositions générales des règles de marché.

3.A. Dispositions générales (pages 8-16)

Les évolutions des dispositions générales concernent :

- La suppression des notions liées à la plateforme TERRE et des offres standards de RR ;
- L'évolution du modèle de Garantie à première demande et de la définition de la période RécoTemp A' ;
- L'ajout d'un article relatif à la surveillance des marchés ;
- Des précisions sur les critères d'utilisation de la méthode du rectangle simple.

3.B. Dispositif de programmation (pages 17-32)

Les évolutions des règles liées au dispositif de programmation sont les suivantes :

- Création d'indicateurs de qualité de la programmation ;

- Pénalisation des défaillances d'EDP ;
- Entrée en vigueur du renvoi de programmes agrégés par les GRD ;
- Suppression des notions liées à la plateforme TERRE et des offres standards de RR ;
- Amendements rédactionnels divers.

3.C. Mécanisme d'ajustement (pages 33-80)

Les évolutions des règles liées au mécanisme d'ajustement sont les suivantes :

- Introduction d'un seuil d'obligation de participation au Mécanisme d'Ajustement pour les installations de productions raccordées au RPT et au RPD ;
- Modification des conditions de participation d'une Entité d'Ajustement directement ou indirectement raccordée au RPT ;
- Evolution du cadre des petites offres d'ajustement ;
- Introduction du calcul et de la publication de volumes d'ajustements réalisés à la maille Site ;
- Evolutions relatives à la plateforme MARI ;
- Suppression des notions liées à la plateforme TERRE et des offres standards de RR ;
- Introduction d'une neutralisation de l'écart de programmation dans le calcul du volume réalisé pour les EDA injection ;
- Amendements rédactionnels divers.

3.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 81-98)

Les évolutions des règles liées au dispositif de responsable d'équilibre sont les suivantes :

- Définition des modalités opérationnelles de la dernière réconciliation temporelle tronquée ;
- Evolutions portant sur la sécurisation financière : calendrier des Notifications et mises en demeure des Garanties à première demande et dépôts de liquidités, passage à la mise en demeure par voie électronique ;
- Evolution du Délai de prévenance du coefficient k aux RE ;
- Fin de la facturation du RE lors d'activation de flexibilités réseau sous obligation d'achat ;
- Extension du modèle corrigé pour les sites de soutirage sous CARD-S participant aux SSyf ;
- Publication des données auprès des RE à la maille site des énergies d'ajustement et de réglage réalisées par les sites injection et stockage stationnaire compris dans les périmètres d'équilibre ;
- Harmonisation du cadre de Flexibilité Réseau entre le RPT et le RPD ;
- Retours de l'Appel à Contributions portant sur les orientations relatives aux modalités de financement des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les Responsables d'Equilibre (seulement présent dans le rapport d'accompagnement aux règles de marché).

3.E. Services Systèmes fréquence (pages 99-131)

Les évolutions des règles liées aux services système fréquence principales sont les suivantes :

- Evolutions de l'appel d'offre capacitaire de réserve secondaire

- Création d'un cadre de certification et de contrôle des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables
- Evolutions du processus de certification d'aptitude pour des EDRs similaires
- Evolutions du traitement des énergies de réglage des sites de soutirage RPD
- Précisions apportées à la disposition transitoire 4.S.7 relative à la participation des sites sous limitations aux SSYf
- Harmonisation de l'accord-site entre le chapitre 2 relatif au MA et le chapitre 4 relatif aux SSYf
- Evolution de la disposition transitoire 4.S.6 sur l'évolution de composition d'une EDR Diffuse
- Intégration de l'évolution de la valeur de TminLER

4. Calendrier prévisionnel

Les dates prévisionnelles de mise en œuvre de l'ensemble des évolutions de la présente version des règles de marché harmonisées sont indiquées dans un tableau récapitulatif en Annexe A.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au 1er janvier 2026 après instruction et approbation de la CRE.

Section relative aux évolutions transverses et aux

Dispositions Générales

SOMMAIRE RELATIF AUX EVOLUTIONS TRANSVERSES ET AUX DISPOSITIONS GENERALES

DG1. FIN DE L'UTILISATION DE LA PLATEFORME TERRE 10

DG1.1. Contexte 10

DG1.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché 10

DG1.3. Proposition de RTE 10

DG2. EVOLUTION DU MODELE DE GARANTIE A PREMIERE DEMANDE 11

DG2.1. Contexte 11

DG2.2. Propositions de RTE pour la consultation 12

DG2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 12

DG3. EVOLUTIONS DES DEFINITIONS DES DISPOSITIONS GENERALES 13

DG3.1. Ajout de définitions 13

DG3.2. Modifications de définitions 13

DG3.3. Suppression de définitions 13

DG4. AJOUT D'UN ARTICLE RELATIF A LA SURVEILLANCE DES MARCHES 15

DG4.1. Contexte 15

DG4.2. Proposition de RTE 15

DG4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 15

DG5. SUPPRESSION DES DEFINITIONS CONCERNANT LE MECANISME DE CAPACITE 16

DG6. AMENDEMENTS REDACTIONNELS 16

DG6.1. Précisions sur les critères d'utilisation de la méthode du rectangle simple 16

DG1. Fin de l'utilisation de la plateforme TERRE

DG1.1. Contexte

L'augmentation du nombre de guichets XBID de 24 à 96, prévue dans le cadre de l'introduction des produits de marchés 15 minutes, implique une refonte du design sur la plateforme TERRE. En effet, cette évolution nécessiterait une adaptation des timings du processus TERRE ainsi que des caractéristiques des produits échangés, afin d'éviter l'activation anticipée de produits standards de RR avant la clôture du marché infra-journalier.

Toutefois, compte tenu de la perspective de réduction du délai de neutralisation à 30 minutes d'ici à 2026[2] (avec une possibilité de dérogation de 3 ans), qui entraînerait la fin de l'utilisation des produits standards de RR pour l'équilibrage, et étant donnée la forte similitude entre un processus TERRE à 96 guichets et celui de MARI, un consensus a été trouvé au niveau européen. Il a conduit l'ensemble des pays participants à la plateforme TERRE à prendre les décisions suivantes :

1. Maintenir le fonctionnement actuel en 24 guichets sans faire évoluer le processus TERRE.
2. Prévoir l'arrêt de l'utilisation de la plateforme TERRE d'ici fin 2025 afin de ne pas interférer avec le passage à 96 guichets XBID prévu début 2026.

Cette déconnexion aura lieu avant la connexion à la plateforme MARI, il n'y aura en conséquence pas de période de cohabitation entre les deux plateformes.

DG1.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché

À compter de l'entrée en vigueur de la version 2 des règles de marché en janvier 2026, RTE ne sera plus connecté à la plateforme TERRE. En conséquence, toutes les dispositions relatives à cette plateforme ainsi qu'à la Replacement Reserve (RR) seront supprimées. Cela concerne notamment la suppression et la révision de nombreux articles des chapitres 0, 1 et 2 portant sur les définitions, la programmation, la qualification des acteurs, la qualification des EDA, la gestion des offres standards de RR, les modalités d'activation et de rémunération etc.

Ces évolutions marquent la fin de l'intégration de la plateforme TERRE dans le mécanisme d'équilibrage français.

DG1.3. Proposition de RTE

RTE propose que toutes les références aux produits standards de RR et à la plateforme TERRE soient supprimées des règles de marché. La suppression ou la modification concerne les articles suivants :

Chapitre	Article(s) de la version 1	Thématique
Chapitre 0	0.A	Définitions : plateforme TERRE, DMO et offre standard
Chapitre 0	0.O.2.2 0.O.2.3	Indicateurs et publications
Chapitre 1	1.I.2.1	Programme d'appel

[2] Disposition inscrite dans le projet de réforme du marché européen de l'électricité « *Electricity Market Reform* »

Chapitre 1	1.I.4.2 1.I.4.3	Programme de marche
Chapitre 2	2.E.1	Qualification d'un acteur d'ajustement
Chapitre 2	2.G.1 2.G.2 2.G.3 2.G.3	Qualification d'une EDA
Chapitre 2	2.J.1.1 2.J.1.2 2.J.3 2.J.4	Constitution des offres standards de RR
Chapitre 2	2.K.1.1 2.K.2.3 2.K.2.4 2.K.3.1 2.K.3.6 2.K.4.3.2	Utilisation des offres standards de RR
Chapitre 2	2.L.1.1	Plage de contrôle
Chapitre 2	2.M.3.2 2.M.3.3 2.M.4.2	Valorisation des énergies d'ajustement standards de RR
Chapitre 2	2.P.1	Indicateurs et publications

DG2. Evolution du modèle de Garantie à première demande

DG2.1. Contexte

Les demandes de modifications du modèle de Garantie à première demande par les banques ou les RE sont de plus en plus nombreuses. Elles impliquent de nombreux échanges entre les acteurs et RTE et représentent de part et d'autre une charge opérationnelle. Afin d'optimiser cette dernière, tout en préservant un modèle homogène et assurant sa vocation de sécurisation financière, RTE a proposé aux RE de suggérer des évolutions portant sur le modèle de Garantie à première demande afin de faire évoluer ce dernier vers un nouveau modèle qui fera référence pour les prochaines années.

DG2.2. Propositions de RTE pour la consultation

RTE propose un nouveau modèle s'appuyant notamment sur les propositions faites par les acteurs, et respectant le cadre juridique applicable aux Garanties à première demande. Les propositions acceptées sont les suivantes :

- Changement de dénomination : « Garantie Bancaire » à « Garantie à première demande » ;
- Clause « EverGreen » (ou de reconduction tacite) : ajout d'une option de reconduction tacite de la Garantie à première demande pour une durée maximale de cinq ans ;
- Ajout de la notion « Date d'Entrée en vigueur » ;
- Ajout de la mention « au plus tard jusqu'à la Date d'Échéance Finale » dans plusieurs paragraphes.

Les demandes portant sur (i) la suppression de la liste énumérant les avenants précédents, (ii) le caractère obligatoire de la clause « Evergreen » ou sa suppression ou bien celles aboutissant à transformer la Garantie à première demande en cautionnement, ont été notamment refusées.

DG2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

7 retours ont été reçus concernant cette proposition qui regroupe plusieurs évolutions.

Concernant le changement de dénomination, de « Garantie Bancaire » à « Garantie à première demande », 2 acteurs se sont exprimés contre cette évolution, arguant le fait qu'une garantie à première demande est plus exigeante qu'une garantie bancaire. Cependant, il n'y a pas d'évolution sur ce point dans la mesure où RTE a toujours exigé que le RE fournisse une garantie bancaire "à première demande" dans le cadre de la contractualisation d'un AP-RE. En effet, le modèle actuel de Garantie Bancaire de RTE (figurant à l'annexe 0.A4 des Dispositions Générales des Règles de marché) fait explicitement référence à l'article 2321 du code civil. La mention expresse de cet article permet de clarifier l'exigence de fourniture d'une garantie autonome pour distinguer clairement celle-ci d'un cautionnement.

Il n'y a donc pas d'évolution des exigences de RTE sur ce point et RTE maintient sa proposition initiale de changement de dénomination.

Concernant la clause « Evergreen », un acteur s'interrogeait sur les modalités de reconduction de cette clause en cas de renouvellement de la Garantie à première demande par avenant à l'issue de la période de 5 ans. RTE précise que la clause Evergreen ne peut être renouvelée par voie d'avenant et nécessite que le RE fournisse une nouvelle Garantie. Ainsi lorsqu'une Garantie avec option pour la clause Evergreen arrivera à expiration, il sera possible pour le RE, soit :

- D'émettre un avenant pour proroger la validité de sa Garantie pour une période déterminée d'une durée minimale d'un an;
- De fournir à RTE une nouvelle garantie à première demande avec option pour la clause Evergreen.

Enfin, RTE précise qu'il sera désormais possible de signer électroniquement les Garanties à première demande, comme annoncé lors du GT RE n°6 du 19 mai 2025. Le cas échéant, la signature électronique de la banque devra répondre aux exigences posées par le Règlement UE n°910/2014 du 23 juillet 2014 sur l'identification électronique et les services de confiance pour les transactions électroniques, dit Règlement « eIDAS ».

Les réponses détaillées aux points mentionnés par les acteurs sont incluses dans les réponses aux retours de la consultation.

DG3. Evolutions des définitions des dispositions générales

DG3.1. Ajout de définitions

Chapitre	Définitions ajoutées
Chapitre 2	➢ Ecart de Programmation ➢ Périmètre d'Ajustement Standard
Chapitre 3	➢ Période RécoTemp A'

DG3.2. Modifications de définitions

Chapitre	Définitions modifiées
Chapitres 1 et 2	➢ Délai de Mobilisation d'une Offre ou DMO
Chapitre 2	➢ Offre d'Ajustement Standard
Chapitre 3	➢ Notification

DG3.3. Suppression de définitions

Chapitre	Définitions supprimées
Chapitres 1 et 2	➢ Plateforme TERRE
Mécanisme de Capacité	➢ Acteur Intégré
Mécanisme de Capacité	➢ Acteur Obligé
Mécanisme de Capacité	➢ Année de Livraison ou AL
Mécanisme de Capacité	➢ Appel d'Offres Long Terme ou AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Cahier des Charges AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Candidat
Mécanisme de Capacité	➢ Capacité de Production en service
Mécanisme de Capacité	➢ Capacité de Production en projet
Mécanisme de Capacité	➢ Complément de Rémunération AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Consommateur Obligé
Mécanisme de Capacité	➢ Consommation Constatée Profilée d'un Acteur Obligé

Mécanisme de Capacité	➢ Contrat AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Contrat de Certification
Mécanisme de Capacité	➢ Contrat de Pré-Certification
Mécanisme de Capacité	➢ Convention RTE – GRT transfrontalier
Mécanisme de Capacité	➢ Date de Clôture AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Déclaration de Certification
Mécanisme de Capacité	➢ Demande de Certification
Mécanisme de Capacité	➢ Demande de Pré-Certification
Mécanisme de Capacité	➢ Dossier d'Eligibilité AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Ecart Acteur Obligé
Mécanisme de Capacité	➢ Garantie de Capacité
Mécanisme de Capacité	➢ Gestionnaire d'Interconnexion
Mécanisme de Capacité	➢ Lauréat AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Niveau de Capacité Certifié ou NCC
Mécanisme de Capacité	➢ Niveau de Capacité Effectif ou NCE
Mécanisme de Capacité	➢ Niveau de Capacité Pré-Certifié
Mécanisme de Capacité	➢ Notification d'Echange de Capacité ou NEC
Mécanisme de Capacité	➢ Obligation de Capacité
Mécanisme de Capacité	➢ Offre Financière AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Offre Publique de Vente ou OPV
Mécanisme de Capacité	➢ Période de Contractualisation AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Période de l'Année de Livraison
Mécanisme de Capacité	➢ Période de Sécurisation AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Plateforme d'Echanges de Garanties de Capacité
Mécanisme de Capacité	➢ Prix de référence des écarts en capacité
Mécanisme de Capacité	➢ Prix Garanti AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Prix Unitaire
Mécanisme de Capacité	➢ Procédure Approfondie

Mécanisme de Capacité	➢ Procédure de Participation Transfrontalière
Mécanisme de Capacité	➢ Procédure Simplifiée
Mécanisme de Capacité	➢ Procédure de Qualification AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Puissance de Référence
Mécanisme de Capacité	➢ Puissance Souscrite Retenue
Mécanisme de Capacité	➢ Rééquilibrage
Mécanisme de Capacité	➢ Suspension du Mécanisme de Capacité
Mécanisme de Capacité	➢ Ticket d'Accès (TA)
Mécanisme de Capacité	➢ Titulaire d'une EDC
Mécanisme de Capacité	➢ Volume Contractualisé AOLT
Mécanisme de Capacité	➢ Volume Cumulé de Rééquilibrages

DG4. Ajout d'un article relatif à la surveillance des marchés

DG4.1. Contexte

Le règlement REMIT n°1227/2011 complète la réglementation Transparence pour assurer le bon fonctionnement des marchés. Il s'intègre dans l'ensemble des règles applicables au fonctionnement des marchés en intégrant les exigences propres aux marchés de l'énergie.

Il comprend la publication avec les délais associés par les acteurs de marché et de manière proactive, d'informations privilégiées. Il demande également aux acteurs de marchés de remonter (sous la forme d'un reporting) les transactions réalisées et impose à tous les acteurs organisant des activités de marché une obligation de surveillance sur leur périmètre.

Dans le cadre du règlement REMIT, RTE joue le rôle d'organisateur de marché (ou PPAT pour Person Professionally Arranging Transactions). A ce titre, RTE doit exercer une surveillance des mécanismes de marché dont il assure la responsabilité opérationnelle.

Dans le cadre de cette surveillance, RTE peut être amené à poser des questions aux acteurs de marché, auxquelles ces derniers sont tenus de répondre.

DG4.2. Proposition de RTE

RTE propose de formaliser ce rôle de surveillance de marché par l'ajout d'un article dédié dans les dispositions générales.

DG4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Des acteurs ont fait remarquer que, bien que le règlement REMIT imposait à RTE de mettre en place une stratégie de surveillance de marché, il ne dotait pas pour autant le GRT d'un pouvoir d'enquête et que par conséquent ces derniers n'avaient pas d'obligation de réponse aux sollicitations de RTE.

Mais RTE rappelle que, conformément à l'article 15 du règlement REMIT, toute personne organisant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel doit signaler à l'agence et à l'autorité nationale compétente tout ordre, transaction, annulation ou modification suspecté de violer les articles 3, 4 ou 5. Dans le cadre de REMIT, RTE est tenu d'établir et de maintenir des dispositions, systèmes et procédures efficaces pour détecter les potentielles violations de ces articles. Ces procédures peuvent inclure des demandes de clarification ou des questionnements adressés aux acteurs du marché. Ces démarches ne constituent pas des enquêtes formelles, telles que celles menées par l'ACER ou les régulateurs nationaux, qui peuvent impliquer des recueils de dépositions ou des inspections sur site. La modification proposée des dispositions générales vise à (i) informer les acteurs du marché de la possibilité de questionnements liés aux activités de surveillance de RTE conformément à l'article 15 de REMIT, et (ii) formaliser l'engagement des participants aux règles du marché en matière de réponse à ces questionnements. La formulation de l'article a donc été modifiée en ce sens.

DG5. Suppression des définitions concernant le mécanisme de capacité

Parmi les définitions des dispositions générales figurent les définitions liées aux règles du mécanisme de capacité. Or les règles du mécanisme de capacité sont rassemblées dans un document indépendant des règles des différents mécanismes de marché organisés par RTE. Ces définitions étant spécifiques au mécanisme de capacité et ne concernant pas les autres mécanismes, elles peuvent être supprimées de la liste des définitions des dispositions générales.

DG6. Amendements rédactionnels

DG6.1. Précisions sur les critères d'utilisation de la méthode du rectangle simple

D'après le chapitre 2 des règles de marché, la méthode du rectangle simple n'est ouverte que pour les EDA non constituées d'EDP. Cela concerne :

- Les EDA soutirage
- Jusqu'à la date MA_2, les EDA injection RPD constitués des sites d'injection non rattachés à des EDP. Ces EDA doivent formuler des offres explicites sur le MA. A partir de la date MA_2, les sites constitutifs de cette EDA devront rejoindre une EDP ; la méthode du rectangle simple ne sera donc plus ouverte pour ces EDA.

L'article relatif aux critères d'utilisation de la méthode a été corrigé pour tenir compte de ces éléments.

Section relative aux évolutions du **Dispositif de Programmation**

Chapitre 1 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION

PR1. CREATION D'INDICATEURS DE QUALITE DE LA PROGRAMMATION POUR L'INJECTION ET LE STOCKAGE STATIONNAIRE 20

PR1.1. Contexte 20

PR1.2. Proposition de RTE 20
PR1.2.1. Données pour la puissance programmée 20
PR1.2.2. Données pour la puissance injectée 21
PR1.2.3. Maille de calcul des indicateurs 21
PR1.2.4. Indicateurs de qualité de la programmation 21
PR1.2.5. Publication des indicateurs de qualité de la programmation 22
PR1.2.6. Analyse des indicateurs 22

PR1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 22
PR1.3.1. Exclusion des batteries participant uniquement à la FCR 22
PR1.3.2. Prise en compte des fortuits 22
PR1.3.3. Prise en compte des activations de flexibilité réseau 22
PR1.3.4. Valeur absolue du programme d'appel 22
PR1.3.5. Exclusion des périodes d'ajustement 23
PR1.3.6. Normalisation des indicateurs 23
PR1.3.7. Publication des indicateurs 23

PR2. INTRODUCTION DE LA DEFAILLANCE D'EDP 23

PR2.1. Contexte 23

PR2.2. Proposition de RTE 24
PR2.2.1. Critère de défaillance 24
PR2.2.2. Pénalité pour défaillance 24
PR2.2.3. Autres évolutions 24

PR2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 25
PR2.3.1. Introduction de seuils de défaillance différents selon les filières 25
PR2.3.2. Plage temporelle de calcul du critère de défaillance 25
PR2.3.3. Modalités de fixation et révision des seuils de défaillance 25
PR2.3.4. Pénalisation basée sur le PMP 25
PR2.3.5. Lien avec le processus RE 26
PR2.3.6. Intégration comptable des pénalités 26
PR2.3.7. Facturation des pénalités 27
PR2.3.8. Délai de contestation 27

PR3. RENVOI DE PROGRAMMES AGREGES PAR LES GRD 27

PR3.1. Contexte 27

PR3.2. Proposition de RTE 27
PR3.2.1. Ajout d'une disposition simplifiée 27
PR3.2.2. Suppression de la date de bascule PR_1 28

PR3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 28

PR4. PERSPECTIVES SUR LA DATE PR_6 28

PR4.1. Synthèse des retours à la consultation 29

PR5. AMENDEMENTS REDACTIONNELS DIVERS 29

PR5.1. Durée de la consultation 29
PR5.1.1. Contexte 29
PR5.1.2. Proposition de RTE 29
PR5.1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 29

PR5.2. Dérogation pour la constitution d'EDP constituées de sites d'injection géographiquement éloignés sur le RPD 29
PR5.2.1. Contexte 29
PR5.2.2. Proposition de RTE 30
PR5.2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 30

PR5.3. Précisions sur les conventions de signe de programmation 31
PR5.3.1. Contexte 31
PR5.3.2. Proposition de RTE 31
PR5.3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 31

PR5.4. Date PR_2 et maille de renvoi du programme de marche 31
PR5.4.1. Contexte 31
PR5.4.2. Proposition de RTE 31
PR5.4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 31

PR6. AUTRES RETOURS RELATIFS AU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION 31

PR6.1. EDP en phases d'essai 32

PR1. Création d'indicateurs de qualité de la programmation pour l'injection et le stockage stationnaire

PR1.1. Contexte

Le dispositif de programmation revêt une importance stratégique pour RTE, qui en raison de son modèle proactif d'exploitation du réseau a besoin de disposer, en amont de la fenêtre opérationnelle, de l'information la plus fiable possible sur les quantités d'énergie transitant sur le réseau. La réception de programmes de bonne qualité est nécessaire pour que RTE dispose d'hypothèses fiables pour évaluer et mettre en œuvre les actions correctrices nécessaires à la sûreté système par anticipation au niveau national (équilibre offre demande) et au niveau local (maîtrise des flux et tensions).

Dans les règles de marché, aucun processus de contrôle de la qualité des programmes reçus n'est prévu afin de permettre aux acteurs de marché et à RTE de disposer de données quantitatives partagées sur la fiabilité de la programmation. Le contrôle du réalisé pour le mécanisme d'ajustement repose bien, pour l'implicite, sur le programme de marche, mais l'intrication entre le dispositif de programmation et le mécanisme d'ajustement ne permet actuellement pas de déterminer si les écarts constatés sont dus à la programmation ou à la réalisation de l'ajustement. Ce sujet est par ailleurs adressé au paragraphe MA5.

Les sujets de la qualité de la programmation ainsi que de la pénalisation des programmations défaillantes ont été abordés en concertation lors du cycle de la V1 des règles harmonisées, lors de laquelle RTE a fait le constat d'un manque de données quantitatives partagées sur la qualité des programmes reçus. RTE a donc décidé d'introduire, lors du cycle de concertation v2, des indicateurs sur la qualité de la programmation.

PR1.2. Proposition de RTE

RTE propose d'introduire des indicateurs de qualité de la programmation, calculés par entité de programmation (EDP), donnant une vision d'ensemble des écarts entre la programmation reçue des acteurs et l'énergie injectée sur le réseau.

PR1.2.1. Données pour la puissance programmée

La donnée de référence pour la programmation est le programme de marche, construit tout au long de la journée, que l'EDP est tenue de suivre. Le programme de marche est construit à partir du dernier programme d'appel transmis par le responsable de programmation et accepté par RTE, auquel viennent s'ajouter les éventuels fortuits déclarés par l'acteur, ajustements ordonnés par RTE sur le MA et ordres à exécution immédiate hors MA (ordres SAS et passés par téléphone). Il contient donc également l'information des actions demandées par RTE pour l'équilibrage. Le programme ne contenant que les informations transmises par le responsable de programmation est le programme d'appel tracé par RTE.

Afin de disposer d'une référence de programmation neutralisée des actions de RTE, RTE propose que la donnée de programmation utilisée comme référence pour le calcul du score de qualité de la programmation soit donc le dernier programme d'appel tracé par RTE pour l'EDP.

PR1.2.2. Données pour la puissance injectée

La donnée de référence pour la puissance injectée sur le réseau est la somme des courbes de charge des sites de l'EDP, qui sont des données à caractère contractuel (à la différence, par exemple, des télémesures).

De manière analogue au programme de marche, la courbe de charge résulte également d'actions « hors programmation ». Il est donc nécessaire de neutraliser l'effet des actions demandées par RTE et de la corriger des énergies d'équilibrage (participation aux SSYf, au MA et activations hors MA) et des énergies des flexibilités réseau. Il s'agit donc d'une courbe de puissance "théoriquement injectée" hors action des gestionnaires de réseau.

PR1.2.3. Maille de calcul des indicateurs

L'entité dédiée au dispositif de programmation est l'entité de programmation, il apparaît donc cohérent que le score de qualité de la programmation soit calculé à cette maille-ci.

Dans le cas particulier des entités d'ajustement et entités de réserve (EDA/EDR) multi EDP, le calcul des énergies associées à la participation aux SSYf et au MA est réalisable à la maille EDP grâce aux informations remontées par les acteurs. Il est alors possible de reconstituer les volumes à la maille EDP afin de neutraliser les courbes de charges (voir paragraphe précédent) avant calcul des indicateurs.

RTE propose donc que les indicateurs de qualité de programmation soient calculés à la maille EDP pour conserver une cohérence interne au chapitre 1 des règles.

PR1.2.4. Indicateurs de qualité de la programmation

Les indicateurs de qualité de la programmation ont pour but d'indiquer statistiquement l'amplitude des écarts entre la puissance programmée et injectée.

Les indicateurs sont calculés par EDP et pour chaque journée pour lesquelles RTE dispose des courbes de charge des sites de l'entité. En particulier, pour les EDP composées de sites RPD, le GRD ne transmet de courbes de charge à RTE que pour les périodes pour lesquelles l'EDA liée à l'EDP a été activée.

RTE propose de calculer les indicateurs suivants :

- **Nombre de redéclarations** en IJ du PA
- **Puissance moyenne injectée** sur la journée
- **Erreur absolue moyenne normalisée** : moyenne de l'écart, en valeur absolue, entre la courbe de charge et le programme d'appel. Cette métrique indique l'amplitude des écarts entre la puissance programmée et injectée par l'EDP.
- **Biais moyen normalisé** : moyenne de l'écart entre le programme d'appel et la courbe de charge. Cette métrique, signée, permet de détecter si les écarts entre la puissance programmée et réellement injectée privilégient un sens particulier.
- **Racine de l'erreur quadratique moyenne normalisée** : l'erreur quadratique est le carré de la différence entre le programme d'appel et la courbe de charge. Cette métrique fait ressortir les écarts de forte amplitude.

Les trois derniers indicateurs sont ensuite normalisés par la puissance moyenne injectée sur la journée. Les indicateurs expriment ainsi l'écart relatif entre la puissance programmée et injectée en pourcentage de cette dernière.

PR1.2.5. Publication des indicateurs de qualité de la programmation

RTE propose que les indicateurs soient communiqués de manière privée aux responsables de programmation selon un format restant à définir.

PR1.2.6. Analyse des indicateurs

RTE propose d'effectuer un état des lieux quantitatif et anonymisé de la qualité de la programmation, basé sur les indicateurs définis ci-dessus. Cet état des lieux alimentera la réflexion générale sur la qualité de la programmation en identifiant notamment les zones de bonne qualité et les zones de progrès, en vue de l'entrée en vigueur d'un mécanisme d'incitation et de pénalisation adapté sur le respect et la qualité des programmes, décrit dans la partie PR2.

PR1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Durant la consultation, RTE a reçu 21 réponses au sujet de cette évolution, émanant de neuf acteurs.

PR1.3.1. Exclusion des batteries participant uniquement à la FCR

Les acteurs ont demandé que les indicateurs de qualité de la programmation ne soient pas calculés pour les EDP constituées de sites de stockage stationnaires participant uniquement à la FCR. En effet, de manière dérogatoire, ces EDP sont autorisées à adapter leur plan de charge/décharge en temps réel, même si cela conduit à s'écarter de leur puissance programmée.

RTE a accepté la proposition et a amendé les règles en ce sens.

PR1.3.2. Prise en compte des fortuits

Plusieurs acteurs ont demandé que le programme d'appel utilisé comme référence pour le calcul des indicateurs tienne également compte des éventuels fortuits déclarés en temps réel.

RTE a accepté la proposition et a amendé les règles en ce sens.

PR1.3.3. Prise en compte des activations de flexibilité réseau

Un acteur a fait remarquer qu'à la cible il serait également intéressant de désensibiliser les courbes de charge des activations de flexibilité réseau. RTE partage la nécessité de prendre en compte à terme des activations de flexibilité réseau dans le calcul des indicateurs.

Comme le note également l'acteur, un tel processus nécessiterait la mise en place de nouveaux flux entre GRT et GRD, selon un calendrier qui resterait à définir. Aussi, RTE propose de ne pas inclure cette mention dans la présente proposition d'évolution des règles, mais de travailler avec les GRD à l'élaboration d'un calendrier de mise en place de cette évolution.

PR1.3.4. Valeur absolue du programme d'appel

La formulation proposée par RTE pour la consultation mentionnait que la courbe de référence de l'EDP, lorsque celle-ci était constituée de groupes de production, était égale à la valeur absolue du programme d'appel (et égale à la valeur algébrique du PA pour le stockage).

Comme le note un acteur dans son retour de consultation, cette formulation reviendrait à transformer un supposé soutirage en injection dans le cas hypothétique où un groupe de production transmettait un PA avec des valeurs négatives.

En accord avec ce retour, RTE propose d'amender les règles afin que la courbe de référence soit égale à la valeur du PA de l'EDP, indépendamment de sa constitution (groupes de production ou sites de stockage stationnaire). Cette formulation ayant été initialement calquée sur la formulation présente dans le chapitre 2 au sujet du contrôle du réalisé du MA, RTE propose également d'amender l'article correspondant dans le chapitre 2.

PR1.3.5. Exclusion des périodes d'ajustement

Deux acteurs ont proposé d'exclure du périmètre de calcul des indicateurs les périodes où l'EDA à laquelle est rattachée l'EDP est activée sur le MA, afin d'isoler la programmation du MA et de s'affranchir des impacts que les contestations issues du CRMA auraient sur les calculs des indicateurs de programmation.

RTE a accepté la proposition des acteurs de ne calculer les indicateurs que sur les pas de temps où il n'y a pas d'activation sur le MA. RTE propose de définir les pas de temps d'activation, à exclure, comme ceux pour lesquels RTE a calculé un volume réalisé non nul sur le MA.

PR1.3.6. Normalisation des indicateurs

Dans la proposition de RTE pour la consultation, la normalisation des indicateurs est effectuée par la puissance moyenne injectée sur la journée. Plusieurs acteurs ont demandé que la normalisation soit plutôt effectuée par la puissance installée de l'EDP, afin de limiter l'impact des journées de faible injection.

Pour les actifs dont le facteur de charge peut varier fortement selon les journées, la normalisation par la puissance installée viendrait artificiellement écraser les indicateurs lors des journées de faible production, par rapport aux journées de forte production. Une telle normalisation avantagerait de plus les EDP ayant une puissance installée élevée, au détriment des petites EDP. Afin de conserver une équité entre les EDP, RTE propose de conserver la normalisation des indicateurs par la puissance injectée.

PR1.3.7. Publication des indicateurs

Deux acteurs proposent de mettre en place une publication publique des indicateurs de qualité de la programmation, en plus de la publication privée aux responsables de programmation.

RTE ne souhaite pas mettre en place de publication publique, même anonymisée, de ces indicateurs, avant d'effectuer un retour d'expérience partagé avec les acteurs sur les premiers indicateurs calculés. RTE propose donc de concerter les éléments relatifs à cette publication lors du prochain cycle de concertation.

PR2. Introduction de la défaillance d'EDP

PR2.1. Contexte

La programmation revêtant une importance stratégique pour la gestion de l'équilibrage, RTE souhaite mettre en place un système d'incitation financière aux responsables de programmation sur la qualité des programmes d'appel transmis à RTE. Cette incitation financière se ferait en introduisant la notion de défaillance d'EDP, basée sur dépassement d'un certain seuil par les indicateurs de programmation décrits dans la partie PR1.

La pénalisation des défaillances d'EDP prendrait la forme d'une pénalité forfaitaire proportionnelle à l'amplitude de la défaillance.

Cette modalité est associée à une nouvelle date de bascule dans les règles de programmation : la date PR_{19}.

PR2.2. Proposition de RTE

PR2.2.1. Critère de défaillance

RTE propose de considérer qu'une EDP est défaillante pour une journée donnée lorsque l'erreur absolue moyenne normalisée calculée par RTE dépasse un certain seuil. Cet indicateur caractérise en effet l'amplitude de l'écart relatif entre la puissance programmée par l'acteur et celle qui aurait été injectée en l'absence d'action pour l'équilibrage du système. La prise en compte de la normalisation dans le critère de défaillance permet de considérer de la même manière toutes les EDP, indépendamment de la puissance injectée.

La fixation de ce seuil, à la main de RTE, doit être concertée avec les acteurs de marché lors des GT PROG-MA et faire l'objet d'une notification à la CRE. En l'absence d'opposition de la CRE dans les six semaines suivant la notification, le seuil est alors adopté et publié sur le site internet de RTE. En cas d'opposition de la CRE, le processus de concertation doit alors à nouveau avoir lieu.

PR2.2.2. Pénalité pour défaillance

Lorsqu'une EDP est considérée défaillante pour une journée donnée, le responsable de programmation possédant l'EDP dans son périmètre est redevable auprès de RTE d'une pénalité pour défaillance.

Le montant de cette pénalité est proportionnel :

- A l'importance du préjudice causé au système électrique, qui se décompose en deux parties :
  - Le degré de dépassement du seuil de défaillance : $nErr_{moy}^{abs}(EDP_j, T) - Seuil(nErr_{moy}^{abs})$
  - La pondération par la puissance moyenne injectée par l'EDP : $P_{moy}^{inj}(EDP_j, T)$
- Au coût de l'équilibrage durant la journée, via le prix moyen pondéré absolu moyen sur la journée $\left|PMP_{moy}^{J+3}(T)\right|$

PR2.2.3. Autres évolutions

Afin d'intégrer ce flux financier dans les règles de programmation, d'autres articles ont également été mis à jour :

- Les modalités de facturation et de paiement (1.N) ;
- Dans l'accord de participation en qualité de responsable de programmation, les modalités de paiement (1.A2.5) et la domiciliation bancaire (1.A2.6).

PR2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, 12 acteurs ont répondu à RTE au sujet de cette modalité, pour un total de 33 réponses. Les retours ont porté sur de nombreux points de la proposition de RTE et ont donné lieu à plusieurs amendements de la proposition initiale.

PR2.3.1. Introduction de seuils de défaillance différents selon les filières

Les acteurs ont demandé que les seuils de défaillance puissent être différents selon les filières, pour tenir compte des contraintes différentes qui peuvent exister.

La proposition a été acceptée par RTE et les règles ont été amendées en ce sens.

PR2.3.2. Plage temporelle de calcul du critère de défaillance

Le calcul de la défaillance d'EDP à la maille journée a été jugé trop strict par les acteurs, en particulier pour les filières pour lesquelles le programme d'appel est construit à partir de prévisions. Ces filières sont en effet exposées au risque d'aléas exceptionnels de production, par exemple en cas d'évènements météorologiques particuliers, difficilement prévisibles par le Responsable de Programmation malgré ses meilleurs efforts. Les acteurs arguent que la pénalisation des défaillances d'EDP devrait viser les erreurs structurelles de programmation, et non les aléas exceptionnels.

Avec un calcul des défaillances à la maille journée, il serait en effet difficile de fixer des seuils de défaillance permettant à la fois de détecter les écarts réguliers tout en écartant les aléas exceptionnels. RTE propose donc d'étendre la plage temporelle de calcul du critère de défaillance de la journée au mois. Les indicateurs de qualité de la programmation restent calculés quotidiennement, mais le critère de défaillance est calculé en faisant la moyenne des indicateurs de chaque journée du mois. Afin de tenir compte du fait que les plages d'activation MA sont exclues lors du calcul des indicateurs, RTE propose également de pondérer cette moyenne par le nombre de pas 5 minutes sans activation, sur lesquels est calculé l'indicateur journalier.

PR2.3.3. Modalités de fixation et révision des seuils de défaillance

Pour la consultation, RTE avait proposé un processus de fixation et de révision du seuil de défaillance analogue à celui de révision du seuil d'indivisibilité des offres en capacité d'aFRR. Ce processus reposait sur une période de concertation avec les acteurs, puis de notification du nouveau seuil à la CRE qui pouvait s'y opposer. En cas de non-opposition, le nouveau seuil était considéré accepté et publié sur le site de RTE.

Compte-tenu de l'impact financier potentiellement important pour eux, plusieurs acteurs ont demandé que ce processus soit étoffé et donne lieu à une véritable délibération de la CRE.

Pour la saisine, RTE propose que la fixation/révision des seuils de défaillance se fasse par un processus dédié, analogue à celui de révision des règles de marché. Après une période de concertation (dans les mêmes instances que celles dédiées à l'évolution des règles), RTE élabore une proposition d'évolution des seuils, soumise à consultation publique des acteurs. RTE élabore ensuite une nouvelle proposition en tenant compte, le cas échéant, des retours des acteurs et saisit ensuite la CRE pour approbation du nouveau seuil. Après délibération et approbation de la CRE, RTE publie alors les nouveaux seuils sur son site internet et notifie aux acteurs la date de leur entrée en vigueur.

PR2.3.4. Pénalisation basée sur le PMP

Des questions ont été posées sur l'établissement du montant des pénalités en lien avec le PMP, et en particulier sur l'application d'une valeur absolue.

RTE estime qu'une programmation de mauvaise qualité entraine une gestion de l'équilibrage par RTE fondée sur de mauvaises hypothèses, qui conduit donc à une désoptimisation des ajustements passés (sous ou sur ajustement) Cette désoptimisation se répercute alors sur l'activation de réserve pour compenser le déficit ou le surplus d'énergie dans le système. RTE propose donc de lier le montant de la pénalité au coût moyen de l'équilibrage, représenté par le PMP.

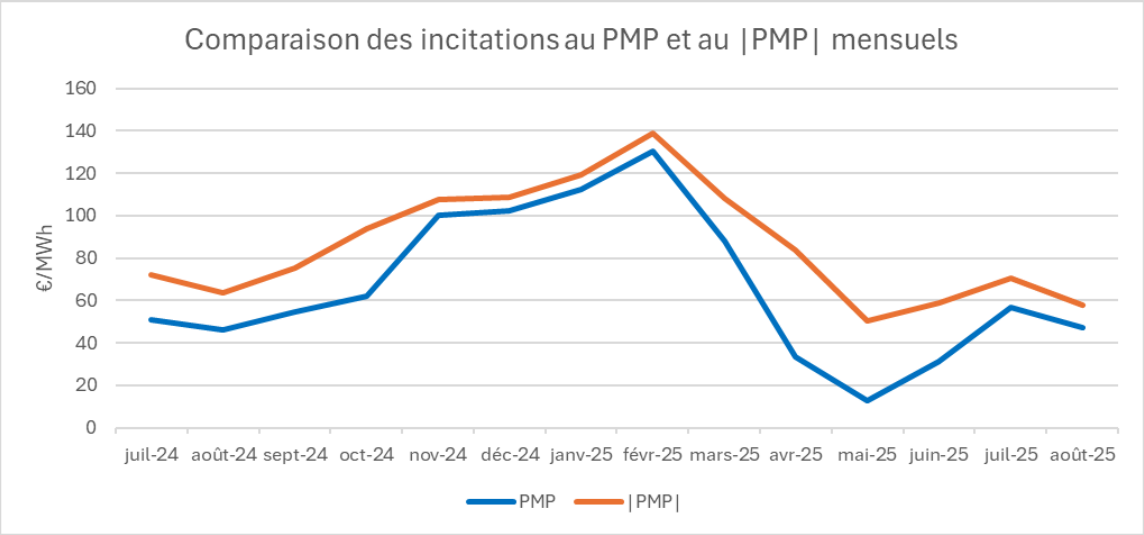


Figure 1 : Comparaison de l'incitation financière renvoyée par une pénalisation au PMP mensuel moyen versus le |PMP| mensuel moyen

Les fortes variations annuelles du PMP conduisent alors à avoir une incitation très variable selon les mois, comme illustré sur la Figure 1 : Comparaison de l'incitation financière renvoyée par une pénalisation au PMP mensuel moyen versus le |PMP| mensuel moyenFigure 1. La possibilité existe également d'avoir à l'avenir un PMP mensuel négatif, ce qui rendrait l'incitation financière contre-productive vis-à-vis du but recherché. Afin de lisser, d'une part, l'incitation financière au long de l'année et, d'autre part, d'éviter le risque d'avoir une incitation négative, RTE a proposé pour la consultation de prendre la valeur absolue du PMP. Cette proposition est maintenue pour la saisine.

PR2.3.5. Lien avec le processus RE

Plusieurs acteurs se sont inquiétés de se retrouver, in fine, devoir doublement payer les écarts, une fois au titre du règlement des écarts et une autre fois au titre des écarts de programmation.

Les Responsables d'Equilibre sont en effet incités à s'équilibrer à la maille de leur périmètre et ces écarts donnent lieu à une valorisation par le biais du CAE. Le Responsable de Programmation, qui n'est pas nécessairement le Responsable d'Equilibre du site, a une obligation portant sur le respect, par l'EDP, du programme de marche (correspondant au programme d'appel hors ajustement et fortuit) transmis à RTE. Il est donc possible que le Responsable de Programmation manque à son obligation mais que, pour autant, le Responsable d'Equilibre soit bien équilibré à la maille de son périmètre. La pénalisation financière des défaillances de programmation est alors un mécanisme distinct du mécanisme de règlement des écarts visant à inciter le Responsable de Programmation à respecter son obligation, distincte de celle du Responsable d'Equilibre.

PR2.3.6. Intégration comptable des pénalités

Des questions ont été posées quant à l'intégration comptable des pénalités.

Une programmation de mauvaise qualité entraine une gestion de l'équilibrage par RTE fondée sur de mauvaises hypothèses, qui conduit donc à une désoptimisation des ajustements passés (sous ou sur ajustement). Cette désoptimisation se répercute alors sur l'activation de réserve pour compenser le déficit ou le surplus d'énergie dans le système. RTE estime ainsi que le préjudice principal d'une mauvaise programmation sur le système électrique consiste en une suractivation des services système fréquence, et propose que le montant des pénalités liées à la défaillance d'EDP soit intégré dans un compte, régulé par le TURPE, dédié au financement des réserves.

PR2.3.7. Facturation des pénalités

Un acteur a exprimé souhaiter une facturation des défaillances de programmation différentes de la facturation MA. RTE est en phase avec la demande, mais cela ne nécessite pas d'amendement des règles.

PR2.3.8. Délai de contestation

Un acteur propose d'étendre le délai de contestation à 60 jours afin de disposer du temps nécessaire pour mener à bien des instructions croisées entre le dispositif de programmation et le MA.

Avec l'exclusion des périodes d'ajustement dans le calcul des indicateurs de qualité de programmation, RTE estime que le risque de contestation en chaîne MA → PROG est fortement réduit. RTE estime qu'il n'y a donc pas lieu d'étendre le délai de contestation au-delà des 30 jours proposés initialement, qui est également le délai en usage pour les contestations liées au MA.

PR3. Renvoi de programmes agrégés par les GRD

PR3.1. Contexte

Lors du précédent cycle de concertation, RTE avait fait part de sa volonté de faire entrer en vigueur les modalités relatives au renvoi de programme d'appel agrégé par les GRD, prévu par le code de l'énergie et associé dans les règles de marché à la date PR_1. Dans sa délibération, la CRE avait demandé à RTE de tenir compte, dans sa démarche, des capacités opérationnelles des différentes ELD à mettre en œuvre ces modalités.

RTE a donc travaillé avec les ELD pour trouver une solution acceptable permettant la mise en place du renvoi de programme d'appel agrégés par les GRD.

PR3.2. Proposition de RTE

PR3.2.1. Ajout d'une disposition simplifiée

L'élément bloquant principal pour le renvoi de programme d'appel agrégés par les GRD, tel que décrit actuellement dans les règles de marché, était la nécessité, pour le GRD, d'effectuer des prévisions de production pour les sites de production dont le producteur ne transmettait pas de programme d'appel. Certaines ELD n'avaient en effet pas la capacité de mettre en place un modèle de prévision pour les producteurs ne leur ayant pas transmis de programme d'appel.

RTE propose aux ELD le souhaitant de lui déléguer l'établissement de prévisions pour les producteurs ne leur ayant pas transmis de programme d'appel, via l'introduction d'une disposition simplifiée dans les règles. Les programmes d'appel agrégés ainsi renvoyés par les ELD seraient ainsi la somme des programmes d'appel transmis par les producteurs, ainsi que des éventuelles données transmises par les ELD de rang 2. Afin de permettre à RTE d'effectuer les prévisions de production pour les parcs manquants, les ELD transmettent également à RTE des informations permettant d'identifier les parcs ne programmant pas et leur localisation sur le réseau. Enfin, la maille d'agrégation pour cette disposition simplifiée est fixée au poste source.

PR3.2.2. Suppression de la date de bascule PR_1

L'ajout de la disposition simplifiée décrite ci-dessus lève le blocage identifié concernant le renvoi de programmes d'appel agrégés et est compatible avec tous les niveaux de complétude de la programmation reçue par les ELD. RTE propose donc de supprimer la date PR_1, qui sera notifiée aux acteurs pour l'entrée en vigueur de la prochaine version des règles.

PR3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, les GRD ont regretté la suppression de la date d'entrée en vigueur différée PR_1. RTE comprend ce regret et s'est engagé à accompagner les GRD pour assurer la mise en œuvre du renvoi de programmes d'appel agrégé dans les meilleurs délais.

A la demande des GRD, les règles ont également été amendées pour permettre d'agréger les programmes d'appel à la maille du point de connexion entre RTE et le GRD, si celui-ci n'est pas un poste source.

Enfin, RTE confirme qu'il sera bien possible pour les GRD le souhaitant de basculer de la disposition simplifiée à la disposition générale, si ceux-ci souhaitent effectuer leurs propres prévisions.

PR4. Perspectives sur la date PR_6

Au cours du dernier cycle de concertation, un appel à contributions avait été lancé durant l'été 2023 afin d'anticiper l'impact de l'ouverture de l'enchère infra-journalière transfrontalière à 15h en J-1. RTE souhaitait évaluer la capacité des responsables de programmation à transmettre à HLAR (16h30) des programmes cohérents avec les résultats de l'enchère de 15h, et donc les programmes d'échanges aux frontières en découlant.

Dans les réponses à cet appel à contributions, un risque avait été identifié, en cas de forte liquidité lors de l'enchère de 15h, de ne pas pouvoir réoptimiser certains parcs de production avant 16h30. Cela aurait conduit à envoyer des programmes incohérents avec les résultats de l'enchère, et donc à fausser les études de sûreté réseau à la fois nationales et européennes. Ce risque avait été mentionné à nouveau lors de la consultation des règles.

RTE avait proposé, en cas de forte liquidité lors de l'enchère de 15h, la possibilité d'ouvrir, à une date PR6, un premier guichet de redéclaration à 18h en J-1, afin de récupérer d'éventuelles mises à jour substantielles sur les programmes, du fait d'échanges sur les marchés, sans attendre le premier guichet infra-journalier de redéclaration de 23h.

Les éléments dont dispose RTE indiquent que, depuis son ouverture, la liquidité des échanges réalisés à l'enchère de 15h est relativement faible. Aucune alerte n'a pour le moment été émise par des acteurs pour signaler des difficultés à envoyer à HLAR des programmes cohérents avec les résultats de l'enchère, et il ne semble donc actuellement pas nécessaire d'ouvrir un nouveau guichet à 18h pour récupérer une mise à jour de ces programmes.

Ainsi, RTE ne considère donc pas comme prioritaire l'ouverture de ce nouveau guichet à 18h. La pertinence de conserver cette date dans les règles sera réévaluée lors du prochain cycle de concertation.

PR4.1. Synthèse des retours à la consultation

Un acteur a rappelé l'utilité de l'ouverture d'un guichet supplémentaire en J-1 afin de permettre aux acteurs de transmettre à RTE des informations mises à jour avant le début de l'IJ à 23h.

RTE partage le constat et propose de rouvrir le sujet lors du prochain cycle de concertation. RTE note cependant que de nombreuses évolutions SI et opérationnelles sont prévues pour 2026 et 2027, ce qui pourrait limiter la capacité à faire et entraîner un arbitrage dans les évolutions à réaliser, selon leur priorité.

PR5. Amendements rédactionnels divers

PR5.1. Durée de la consultation

PR5.1.1. Contexte

L'article 1.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

PR5.1.2. Proposition de RTE

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

PR5.1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

RTE n'a reçu qu'une seule réponse, favorable, à cette proposition. Elle est donc maintenue pour la saisine.

PR5.2. Dérogation pour la constitution d'EDP constituées de sites d'injection géographiquement éloignés sur le RPD

PR5.2.1. Contexte

Actuellement, une EDP composée de sites d'injection géographiquement éloignés peut être acceptée exceptionnellement par RTE à la suite d'une demande de dérogation. RTE rappelle que cet accord s'applique uniquement pour la création d'EDA mono EDP multi sites situés sur le RPD et que l'ouverture à des agrégats multi filières voire des agrégats mixtes injection/stockage ne sera pas possible avant le prochain cycle de concertation.

Afin de faciliter l'arrivée des EnR sur le MA et d'encourager l'agrégation, RTE a partagé les critères permettant d'accélérer le processus dérogatoire lors du groupe de travail EnR du 23 mai et propose d'ajouter dans ce jeu de règles certaines conditions sur le cycle de vie de l'EDP afin de garantir la sûreté système.

PR5.2.2. Proposition de RTE

RTE propose de préciser à l'article 1.F.2 qu'il est possible de contacter le Responsable de Programmation pour lui demander de faire évoluer le Périmètre de son EDP dans le cas où celui-ci amènerait des contraintes d'exploitation sur le RPT ou le RPD non anticipées lors de l'étude réalisée pour l'accord initial.

L'article 1.F.3 précise déjà qu'en cas d'évolution du périmètre d'une EDP comprenant plusieurs sites, le GRD doit être notifié. En cas d'ajout d'un site, il est nécessaire que RTE réévalue l'impact du nouveau périmètre de l'EDP sur le réseau avant de renouveler son accord. L'article 1.F.2 précise ce besoin.

PR5.2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, 5 acteurs ont répondu sur ce sujet.

Précision sur les critères d'agrégation

Les acteurs ont demandé que soient précisées les règles d'agrégation à respecter pour les EDP multisites pour l'injection, en particulier avec les critères suivants communiqués par RTE :

- Même responsable d'équilibre pour tous les sites ;
- Maximum 300 MW par EDP/EDA
- Pas plus de 40 MW de puissance installée dans un rayon de 100 km

Afin de ne pas alourdir la rédaction des règles, RTE propose de détailler les règles d'agrégation dans une fiche pédagogique publiée sur son site internet et d'y faire référence dans les Règles de Marché. RTE ne peut cependant pas s'engager sur le fait que le respect de ces règles d'agrégation seules lui permette d'accorder une autorisation pour l'EDP multisites. En effet, dans de rares cas, d'autres paramètres à caractère confidentiel, liés à la structure locale du réseau, doivent être vérifiés par RTE et peuvent conduire à devoir écarter certains sites.

Demande de modification du périmètre par RTE

Deux acteurs ont exprimé une crainte sur les impacts contractuels que pourrait avoir une demande unilatérale de RTE de faire évoluer leur périmètre de programmation.

RTE rappelle que ce type de demande ne devrait survenir que très rarement. En effet, le processus interne de qualification des EDP multisites vise justement à éviter de constituer des EDA dont l'activation risque de causer des contraintes fortes sur le réseau. Lorsque, malgré tout, des contraintes ponctuelles surviennent, l'EDA peut être filtrée dans la préséance technico-économique. Si ces contraintes se produisent régulièrement, RTE souligne qu'il est dans l'intérêt à la fois du système et de l'acteur (dont l'EDA se retrouve filtrée) de faire évoluer le périmètre.

RTE propose cependant d'ajouter la mention « dans les meilleurs délais » pour donner au Responsable de Programmation davantage de maîtrise dans la temporalité de l'évolution.

PR5.3. Précisions sur les conventions de signe de programmation

PR5.3.1. Contexte

Dans la définition des chroniques constituant le programme d'appel, aucune mention n'est faite des conventions de signes utilisées pour la puissance active.

PR5.3.2. Proposition de RTE

RTE propose de préciser que les valeurs de puissance active sont positives lorsqu'il s'agit d'injection et négatives lorsqu'il s'agit de soutirage.

PR5.3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux commentaires ont été reçus, mais n'appelant pas à modifier la proposition. Celle-ci est donc maintenue pour la saisine.

PR5.4. Date PR_2 et maille de renvoi du programme de marche

PR5.4.1. Contexte

A partir de la date PR_3, les receveurs d'ordre auront la possibilité de transmettre un programme de marche à la suite de la réception d'un ordre d'ajustement spécifique. Pour les EDA multi EDP composées de groupes de production, un programme de marche est attendu pour chacune des EDP constitutives de l'EDA.

Pour les EDA non constituées d'EDP, un programme de marche est attendu à la maille de l'EDA. C'est notamment le cas pour les EDA injection soumettant des offres explicites, qui ne peuvent pas être liées à des EDP avant les dates PR_2/MA_2, mais également pour les EDA constituées de sites de stockage stationnaire qui, bien que constituées d'EDP, subissent un traitement particulier dans le SI de RTE pour leur permettre de soumettre des offres explicites.

PR5.4.2. Proposition de RTE

A la date PR_2/MA_2, toutes les EDA injection pourront et devront être liées à des EDP, qu'elles soumettent des offres implicites ou explicites. A ce titre, la maille de renvoi du programme de marche sera l'EDP dans tous les cas, incluant le cas du stockage. RTE propose d'amender l'article 1.I.4.2 pour clarifier le lien entre maille de renvoi du programme de marche et les dates PR_2/MA_2 pour les EDA constituées de sites de stockage stationnaire.

PR5.4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

À la suite de la remarque d'un acteur concernant l'envoi d'un programme de marche lors de l'activation d'un ajustement de mFRR, RTE confirme que cet envoi n'est pas optionnel et a clarifié le paragraphe 1.I.4.2 en ce sens.

PR6. Autres retours relatifs au dispositif de programmation

PR6.1. EDP en phases d'essai

Pour la consultation, RTE a modifié les conditions de participation des sites rattachés à une EDA pour faciliter leur participation au MA (voir paragraphe MA2). Un acteur a fait remarquer que cela introduisait une incohérence avec l'article 1.F.2.1 concernant les EDP en phase d'essai.

Après instruction, RTE estime que cet article n'est pas nécessaire au fonctionnement du dispositif de programmation et propose de le supprimer.

Section relative aux évolutions du **Mécanisme d’Ajustement**

Chapitre 2 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU MECANISME D'AJUSTEMENT

MA1. SEUIL D'OBLIGATION DE PARTICIPATION AU MA 37

MA1.1. Contexte 37

MA1.2. Proposition de RTE 37

MA1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 40

MA2. CONDITIONS DE PARTICIPATION DES SITES RATTACHES A UNE EDA 40

MA2.1. Etape de rattachement d'un site RPT 41

MA2.1.1 Contexte général 41

MA2.1.2 Proposition de RTE 41

MA2.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 41

MA3. EVOLUTION DU CADRE DES PETITES OFFRES D'AJUSTEMENT 41

MA3.1. Contexte 41

MA3.2. Proposition de RTE 41

MA3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 42

MA4. CALCUL ET PUBLICATION DU VOLUME REALISE A LA MAILLE SITE POUR LES SITES DE STOCKAGE STATIONNAIRE ET D'INJECTION RPT ET RPD 43

MA4.1. Contexte 43

MA4.2. Proposition de RTE 44

MA4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 45

MA4.3.1 Demande de suppression de l'annexe 2.A.4 45

MA4.3.2 Demande de clarification sur la formulation et le calendrier de la mise à disposition des énergies à la maille site 45

MA4.3.3 Délai de transmission des données 45

MA4.3.4 Mesures associées à une mauvaise qualité des clés de répartition 46

MA5. NEUTRALISATION DES ECARTS DE PROGRAMMATION DANS LE CALCUL DU VOLUME REALISE. 46

MA5.1. Contexte 46

MA5.2. Proposition de RTE 47

MA5.2.1 Principe 47

MA5.2.2 Plages de référence 48

MA5.2.3 Impact sur la correction du périmètre d'équilibre 49

MA5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 50

MA5.3.1 Publication 50

MA5.3.2 Durée de la plage de référence 50
MA5.3.3 Cas des ordres de type « passer à » 50

MA6. EVOLUTIONS LIEES A LA PLATEFORME MARI 51

MA6.1. Contexte général 51

MA6.2. Evolutions liées à la qualification d'une EDA 51
MA6.2.1 Contexte 51
MA6.2.2 Proposition de RTE 52
MA6.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 52

MA6.3. Evolutions liées au suivi de la conformité des offres d'une EDA 53
MA6.3.1 Contexte 53
MA6.3.2 Proposition de RTE 53
MA6.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 53

MA6.4. Critères de suivi de conformité des offres standards 53
MA6.4.1 Contexte 53
MA6.4.2 Proposition de RTE 54
MA6.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 61

MA6.5. Evolutions liées au caractère réalisable des offres d'ajustement standard 62
MA6.5.1 Contexte 62
MA6.5.2 Proposition de RTE 62
MA6.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 63

MA6.6. Evolutions liées aux blocages des ordres d'ajustement standard 63
MA6.6.1 Contexte 63
MA6.6.2 Proposition de RTE 63
MA6.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 64

MA6.7. Evolutions liées aux refus d'ordres standard 65
MA6.7.1 Contexte 65
MA6.7.2 Proposition de RTE 65
MA6.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 65

MA6.8. Evolutions liées à l'obligation de déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement 66
MA6.8.1 Contexte 66
MA6.8.2 Proposition de RTE 66
MA6.8.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 66

MA6.9. Evolution de la plage de contrôle du réalisé pour les activations de mFRR standard 67
MA6.9.1 Contexte 67
MA6.9.2 Proposition de RTE 67
MA6.9.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 68

MA6.10. Mise en place d'une pénalisation financière en cas de non-respect des critères de qualification d'une activation standard 68
MA6.10.1 Contexte 68
MA6.10.2 Proposition de RTE 68
MA6.10.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 70

MA7. PERSPECTIVES SUR LA MODERNISATION DU MECANISME D'AJUSTEMENT 71

MA7.1. Contexte et objectifs 71

MA7.2. Synthèse des perspectives 72

MA7.3. Calendrier prévisionnel 73

MA8. AUTRES EVOLUTIONS ET AMENDEMENTS REDACTIONNELS 74

MA8.1. Durée de la consultation 74
MA8.1.1 Contexte 74
MA8.1.2 Proposition de RTE 74
MA8.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 74

MA8.2. Facturation des offres et écarts d'ajustement 74
MA8.2.1 Contexte 74
MA8.2.2 Proposition de RTE 75
MA8.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 75

MA8.3. Précisions sur la rémunération des ordres à exécution immédiate 75
MA8.3.1 Contexte 75
MA8.3.2 Proposition de RTE 75
MA8.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 75

MA8.4. Précisions sur la concomitance entre flexibilités réseaux et participation au mécanisme d'ajustement 75
MA8.4.1 Contexte 75
MA8.4.2 Proposition de RTE 76
MA8.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 77

MA8.5. Alignement de formulation avec le chapitre 5 relatif au mécanisme NEBCO (ex-NEBEF) 77
MA8.5.1 Contexte 77
MA8.5.2 Proposition de RTE 78
MA8.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 78

MA9. DEFINITION ET UTILISATION DE PRODUITS SPECIFIQUES 78

MA9.1. Contexte 78

MA9.2. Proposition de RTE 79

MA1. Seuil d'obligation de participation au MA

MA1.1. Contexte

Dans le contexte de l'évolution du système électrique français avec une pénétration accrue des énergies renouvelables, raccordées à la fois sur le RPT et le RPD, RTE, garant de l'équilibre offre-demande en France, manque de leviers (notamment d'offres à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement) pour assurer sa mission d'équilibrage et doit fréquemment recourir à des mécanismes hors-marché afin d'arrêter des parcs EnR qui ne sont actuellement pas offerts sur le Mécanisme d'Ajustement. L'utilisation de ces actions hors-marché implique :

- Une efficacité opérationnelle réduite pour le pilotage du Système Electrique français ;
- Le non-respect de la préséance économique ;
- Une désoptimisation de la gestion de l'équilibrage et des surcoûts pour les Responsables d'Equilibre ;
- Des risques accrus pour l'exploitation du Système Electrique français.

L'article 18 de la Loi DDADUE, publié au Journal Officiel le 02 mai 2025, modifie l'article L.321-13 du code de l'énergie de la manière suivante, introduisant l'obligation pour toutes les installations de production raccordées au RPT ou RPD dont la puissance installée est supérieure à un certain seuil fixé dans le chapitre 2 des règles de marché d'offrir sa puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement (Section 2 : Les missions du gestionnaire du réseau de transport (Articles L321-6 à L321-17-2) - Légifrance) :

« La totalité de la puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse, sur chacune des installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à un seuil, raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, est mise à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. Ce seuil, qui ne peut être inférieur à dix mégawatts et peut dépendre du type d'énergie utilisée, est fixé selon les règles mentionnées au dernier alinéa de l'article L. 321-10. La Commission de régulation de l'énergie peut demander aux producteurs de justifier que leurs installations de production ne sont pas disponibles techniquement. »

MA1.2. Proposition de RTE

RTE propose d'introduire dans les paragraphes 2.J.1.1.2.1 et 2.J.1.1.2.2, portant respectivement sur les Offres d'Ajustement Spécifiques implicites et les Offres d'Ajustement Spécifiques explicites, l'obligation de participation au Mécanisme d'Ajustement pour toutes les installations de production ayant un seuil de puissance installée supérieur ou égal à 10 MW, et ce indépendamment du type de filière concernée.

La notion d'Installation de production concernée par le seuil de 10 MW proposée par RTE se réfère, en cohérence avec le Décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, à *« l'ensemble des installations raccordées en un point unique du réseau public de transport ou de distribution ».*

La puissance installée à comparer avec le seuil est donc la somme des puissances installées des installations de productions raccordées derrière un même point de raccordement sur le RPT ou le RPD. Si le seuil est dépassé, chacune des installations de production raccordée derrière ce même point de raccordement est alors soumise à l'obligation de fournir sa puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement.

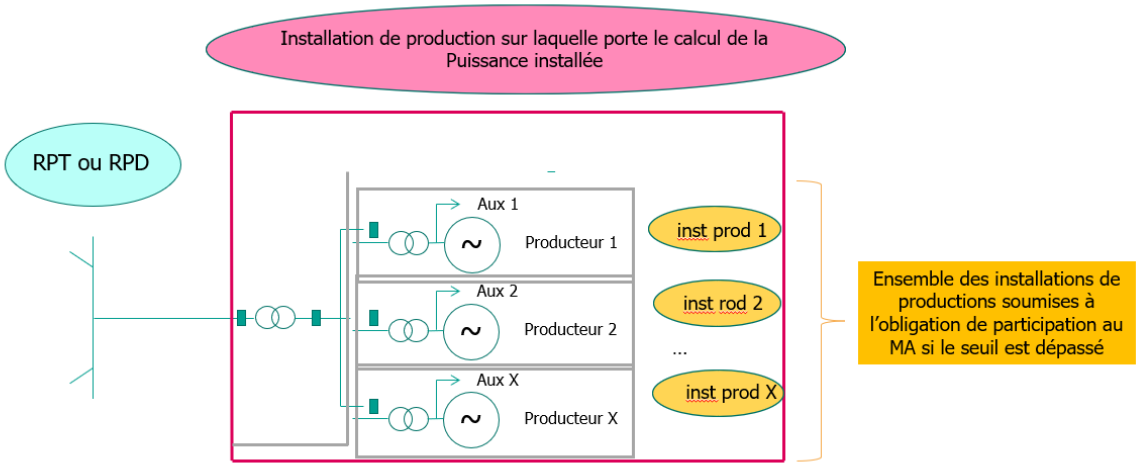


Illustration du calcul de la puissance installée pour un ensemble d'installations de production derrière un unique point de raccordement

Dans le cas où des sites de stockage stationnaire ou de soutirage seraient raccordés derrière un point de raccordement de manière concomitante avec des installations de production, leur puissance installée ne sera pas prise en compte. Il est également important de rappeler que les sites de soutirage et de stockage stationnaire ne sont pas concernés par l'obligation de participation au Mécanisme d'Ajustement.

Une tolérance transitoire pourra être envisagée à l'entrée en vigueur des règles, pour certaines installations de production raccordées sur le RPD à condition que ces dernières justifient leur non-participation immédiate au Mécanisme d'Ajustement du fait d'une impossibilité technique, organisationnelle ou contractuelle les empêchant de respecter temporairement l'obligation légale et dans la mesure où elles partageront un calendrier et un plan d'action pour offrir sur le Mécanisme d'Ajustement leur puissance techniquement disponible.

Ce justificatif ainsi que le calendrier et le plan d'action associés pourront être transmis à la maille du producteur pour toutes les installations de production concernées sur son périmètre afin d'optimiser la résorption et de permettre une vue d'ensemble des contraintes à une maille plus adaptée. Ils seront transmis à la CRE conformément au Code de l'Energie.

L'impact attendu avec la définition d'un seuil de 10 MW est le suivant pour les filières éolienne et photovoltaïque sur le RPT :

Seuil MA	Puissance installée obligée	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	3300 MW	94%

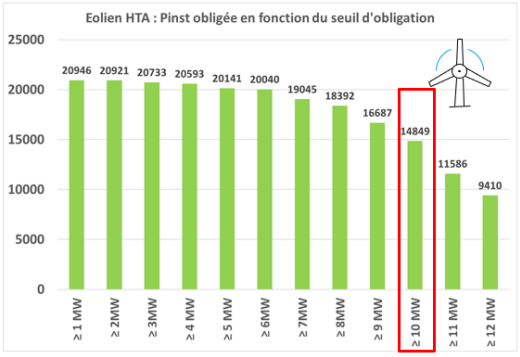
Seuil MA	Puissance installée obligée	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	800 MW	92 %

Projection de la puissance installée pour les sites RPT de filières éolienne et solaire sur le MA

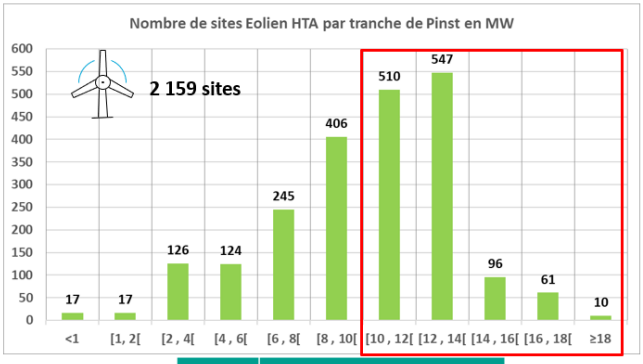
L'impact attendu avec la définition d'un seuil de 10 MW est le suivant pour les filières photovoltaïque et photovoltaïque sur le RPD :

Chiffres issus de ODRE (mise à jour du 31/10/2024)

Impact du seuil d'obligation sur la puissance installée offerte à la maille France



Seuil MA	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	71 %

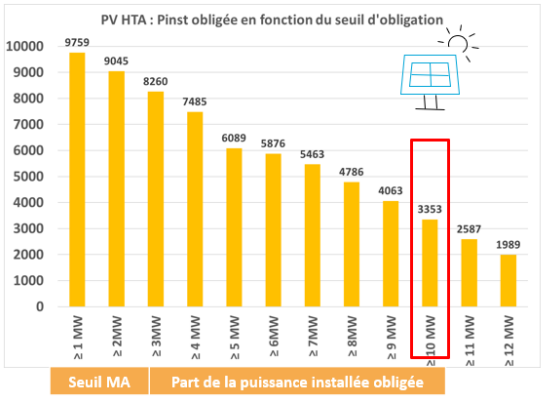


Seuil MA	Nombre de sites obligés
≥ 10 MW	1 224

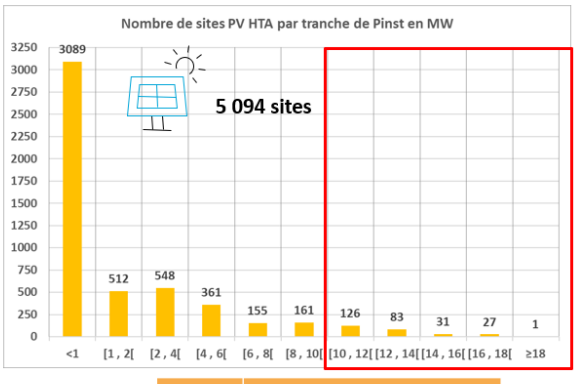
Projection de la puissance installée pour les sites RPD de filière éolienne sur le MA

Chiffres issus de ODRE (mise à jour du 31/10/2024)

Impact du seuil d'obligation sur la puissance installée offerte à la maille France



Seuil MA	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	32 %



Seuil MA	Nombre de sites obligés
≥ 10 MW	268

Projection de la puissance installée pour les sites RPD de filière photovoltaïque sur le MA

Compte tenu des contraintes des facteurs de charge des filières renouvelables et des conditions d'utilisation des offres qui seront proposées pour les nouvelles EDA RPT et RPD constituées par des installations de production nouvellement concernées par la participation au MA, RTE estime que le seuil d'obligation à 10MW est un minimum afin de lui permettre d'assurer sa mission d'équilibrage à partir des volumes théoriquement disponibles à l'avenir sur le Mécanisme d'Ajustement.

MA1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

8 acteurs se sont exprimés sur le seuil d'obligation de participation au MA et plus largement sur la mise en œuvre opérationnelle de cette obligation. Les sujets suivants ont été abordés :

- **Modalités de non-participation au MA** : RTE précise que la concertation du chapitre 2 concernait le seuil de participation. L'obligation de mise à disposition du disponible a été instruite et instaurée dans le cadre d'un projet de loi, et figure depuis avril 2025 dans le code de l'énergie, comme précisé plus haut. Les cas d'exemption de participation sont absents de l'article L.321-13 du code de l'énergie et ne sont donc pas prévus dans le cadre des Règles de Marché. Sont mentionnés dans le chapitre 2, les cas d'impossibilité technique de mise à disposition du disponible pour des moyens de production déjà présents sur le MA, et concernent des limitations temporaires. RTE précise également qu'une trame de justification d'un délai de participation va être mis à disposition d'ici le prochain GT EnR. Cette trame sera à envoyer à la CRE et à RTE. Le processus opérationnel est en cours de définition.
- **Ajout de cas de puissance non techniquement disponible** : RTE a pris en compte la symétrisation de la baisse sur l'hydraulique. La demande portant sur des CUO incompatibles avec la fenêtre opérationnelle ne sera pas incluse.
- **Alerte sur le nombre de sites concernés par l'obligation** et seuil fixé à une puissance trop faible : RTE maintient le seuil de 10 MW, qui correspond au seuil minimal fixé dans le code de l'énergie.
- **Fonctionnement de la communication auprès des producteurs**, notamment RPD : RTE a mis en place, depuis mars 2025, un canal dédié pour adresser cette question avec un GT EnR. RTE continue à organiser un accompagnement via le GT EnR, ainsi que via des communications auprès des GRD, syndicats et associations EnR.
- **Demande de précision sur la notion de puissance installée mentionnée dans le chapitre MA** : La notion de puissance installée fait référence à l'article 3 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. Cette définition est la suivante : *" Pinstallée " désigne la puissance installée de l'installation de production d'électricité qui s'entend comme la somme des puissances actives unitaires maximales des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément disposant d'un même point de raccordement aux réseaux publics d'électricité*.

En synthèse, RTE propose de conserver la fixation du seuil à 10 MW,. La définition de la puissance installée a été modifiée dans les dispositions générales afin d'intégrer la mention à l'article 3 de l'arrêté du 9 juin 2020.

MA2. Conditions de participation des sites rattachés à une EDA

MA2.1. Etape de rattachement d'un site RPT

MA2.1.1 Contexte général

Actuellement, certains sites raccordés directement ou indirectement sur le RPT sont dans des phases d'essais longues et parfois complexes qui ne leur permettent pas de signer la convention d'exploitation définitive ou d'obtenir la « notification opérationnelle finale » nécessaire à la participation effective au marché d'une Entité d'Ajustement, selon les règles du Mécanisme d'Ajustement en vigueur.

Ces conditions de participation sont considérées trop restrictives par RTE, une partie des essais exigés pour obtenir ces documents n'étant pas jugés indispensables pour participer efficacement au Mécanisme d'Ajustement.

MA2.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de modifier le paragraphe 2.F.2.1 des règles pour les sites directement et indirectement raccordés sur le RPT afin de mettre en place des critères plus cohérents et de permettre aux sites concernés de participer plus rapidement au Mécanisme d'Ajustement.

Les nouveaux critères sont identiques dans les deux cas et sont :

- La validation du procès-verbal étape 2 du contrôle de conformité, qui donne lieu à l'obtention de la Notification Opérationnelle Provisoire
- La validation de la fiche F1 relative à la Documentation Technique de Référence du CART, préalable à l'autorisation d'injecter sur le réseau, liée aux tests des systèmes dédiés aux échanges d'informations.

MA2.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a répondu positivement à cette évolution et un autre acteur a relevé une désynchronisation avec le chapitre 1, en ce qui concerne les EDP en phase d'essai. RTE propose de supprimer l'article en cause, qui n'est pas nécessaire pour le chapitre 1 (voir paragraphe PR6.1).

MA3. Evolution du cadre des petites offres d'ajustement

MA3.1. Contexte

Le cadre réglementaire pérenne des petites offres d'ajustement a été défini lors du dernier cycle de concertation avec les principes suivants : A partir de la date MA_{10}, les offres de moins de 10 MW devront être offertes en explicite avec les conditions d'utilisation normalisées suivantes :

- DMO ≤ 30 minutes
- DOmin ≤ 30 minutes

Il est nécessaire de faire évoluer ce cadre pour le rendre compatible avec la cible de l'équilibrage et ainsi donner de la visibilité aux acteurs d'ajustement sur le long terme.

MA3.2. Proposition de RTE

Tout d'abord, pour ne pas contraindre à court terme l'arrivée des EnR sur le Mécanisme d'Ajustement, RTE propose de modifier le paragraphe 2.S.1.1 des règles pour lever la limite des trois EDA autorisées à formuler des petites offres dites « normalisées » avant la date MA_{10}. Cette modification est applicable dès le mois de mai 2025.

Ensuite, RTE propose de modifier le paragraphe 2.J.1.3.3.1 pour qu'après la date MA_{10}, les petites offres dites « normalisées » respectent les conditions d'utilisation suivantes :

- Le DMO doit être inférieur ou égal à 13 min ; et
- Le DOmin doit être inférieur ou égal à 15 min.

Ces conditions d'utilisation sont nécessaires pour permettre à RTE d'automatiser l'interclassement et l'activation des offres toutes les 15 minutes et ainsi assurer l'équilibrage au sein de la fenêtre opérationnelle qui va se réduire dans les prochaines années :

- A compter de janvier 2026, la fenêtre opérationnelle passera de 2h à 1h15 avec le passage à 96 guichets de programmation et d'offres ;
- A compter de janvier 2029, la fenêtre opérationnelle passera de 1h15 à 45 min avec la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes.

Enfin, RTE propose de modifier le paragraphe 2.J.1.3.5.1 pour exempter les sites d'injection RPT formulant des offres de moins de 10 MW de respecter les conditions d'utilisation normalisées. En effet, il peut arriver qu'un site de grande puissance installée avec des contraintes techniques non compatibles avec les conditions d'utilisation normalisées fonctionne à moins de 10 MW de sa puissance maximale ou bien qu'un site de faible puissance installée ne puisse pas s'agréger pour offrir plus de 10 MW.

L'entrée en vigueur de la date MA_{10} est prévue pour mi-2026 et se fera en même temps que la date MA_2 pour permettre aux EDA injection RPD composées d'EDP de participer en explicite et formuler des petites offres.
Pour les sites RPD nécessitant un délai supplémentaire pour être en mesure de respecter les conditions d'utilisation normalisées, RTE les incite à s'agréger pour être en mesure d'offrir plus de 10 MW. A cet effet, RTE a partagé lors du groupe de travail EnR du 23 mai les critères permettant d'accélérer l'obtention de l'accord de RTE pour constituer des EDA mono EDP multi sites.

MA3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

8 acteurs se sont exprimés sur le cadre des petites offres d'ajustement. Les sujets suivants ont été abordés :

- **Clarification sur le cadre actuel :** RTE rappelle qu'avant la date MA_{10}, ce sont les dispositions transitoires de l'article 2.S.1 qui s'appliquent, à savoir la possibilité pour les Acteurs d'Ajustement de formuler des offres de moins de 10MW à condition qu'elles respectent un DMO inférieur ou égal à 30 min et un DOmin inférieur ou égal à 60 min ;
- **Définition d'une petite offre :** Les contrôles sur les CUO des offres de moins de 10MW seront effectués sur chaque pas de temps du calcul de la puissance maximale offerte, i.e. à une granularité 15 min pour les offres explicites (post date MA_{13}) et à une granularité 5 min ou 15min pour les offres implicites (en fonction de la granularité choisie pour le programme d'appel). Les EDA formulant des offres de moins de 10MW et ne respectant pas les CUO demandées pourront néanmoins être activées sur les pas de temps où elles formulent des

offres de plus de 10MW ;

- **Date d'application des CUO (DMO 13min ; DOmin 15min)** : RTE ne pourra pas attendre 2029 pour appliquer les CUO cibles car l'interclassement manuel des offres sera rendu très difficile dès 2026 avec l'accélération des guichets et la multiplication des EDA.

En synthèse, suite aux retours de consultation, RTE propose un délai supplémentaire en reportant à fin 2026 l'application des contrôles sur les CUO (DMO 13min ; DOmin 15min) des petites offres d'ajustement. De plus, RTE abordera dans le prochain cycle de concertation les modalités d'agrégation des EDA multi EDP (date MA_7) afin de donner plus de possibilités aux EDA ne pouvant pas respecter les CUO compatibles avec la fenêtre opérationnelle de demain.

MA4. Calcul et publication du volume réalisé à la maille site pour les sites de stockage stationnaire et d'injection RPT et RPD

MA4.1. Contexte

Dans le contexte de la croissance des sites d'injection EnR et de stockage stationnaire participant au Mécanisme d'Ajustement, il est nécessaire pour RTE de pouvoir répartir les données de volumes réalisés sur le Mécanisme d'Ajustement à la maille site et non seulement à la maille entité. En particulier, deux nouveaux services imposent de pouvoir calculer ces volumes réalisés à la maille site :

- Un besoin réglementaire lié à l'article 175 de la Loi Finances 2025 : La Loi Finances 2025 modifie les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération et impose l'insensibilisation de la rémunération des producteurs aux passages d'ordres sur le Mécanisme d'Ajustement et les plateformes européennes d'équilibrage. Les volumes réalisés à la maille site seront calculés par RTE pour les sites sous obligation d'achat et en complément de rémunération et envoyés aux acteurs concernés :
    - Les acheteurs obligés pour les volumes réalisés à la maille site pour les sites sous obligation d'achat ;
    - EDF OA pour les sites en complément de rémunération raccordés sur le RPT ;
    - Les GRD pour les sites en complément de rémunération et sous obligation d'achat raccordés sur le RPD (afin qu'ils puissent intégrer ces volumes dans leurs données à partager à EDF OA et aux acheteurs obligés) ;
    - Les producteurs des sites sous obligation d'achat ou en complément de rémunération.
- Un besoin non réglementaire lié à un nouveau service de publication pour les Responsables d'Equilibre. En effet, les Responsables d'Equilibre et les Acteurs d'Ajustement ont partagé avec RTE leur besoin d'obtenir plus de données relatives à la participation de manière agrégée des sites d'injection et de stockage stationnaire au Mécanisme d'Ajustement. L'objectif étant :
    - De faciliter la répartition des rémunérations entre sites ; et
    - De mieux intégrer le comportement des sites ajustés aux modèles de prévision de production des acteurs les valorisant.

RTE propose donc de publier les volumes réalisés à la maille des sites injection et stockage stationnaire auprès des RE et des AA. Ceux-ci seront calculés à partir des clés de répartition envoyées par les AA, tel que décrit dans le paragraphe suivant MA4.2.

Un calendrier de déploiement de ce nouveau service de publication sera présenté ultérieurement. Par ailleurs, il est important de préciser que ce service de publication à la maille site ne se fait pas au détriment du service de publication à la maille EDA déjà mis en place pour les AA (API Big Back Office Balancing) et RE (API Speed Balancing), qui sera maintenu.

MA4.2. Proposition de RTE

RTE propose d'introduire dans le chapitre 2 des règles la notion de clés de répartition en énergie, de manière symétrique à celle présente dans le chapitre 4 dédié aux Services Système fréquence. Une nouvelle section 2.L.6 est rédigée afin de décrire le concept de clé de répartition de l'énergie activée par site pour les EDA composées de plus d'un site et son utilisation pour le calcul du volume réalisé à la maille site.

Pour les EDA composées d'un unique site, le volume réalisé à la maille site est égal au volume réalisé à la maille EDA. Aucune clé de répartition n'est donc attendue de la part des Acteurs d'Ajustement. Pour les EDA multi-sites, le processus de calcul des volumes d'ajustement réalisés à la maille site est le suivant :

- Pour chaque EDA multi-sites composée de sites d'injection ou de stockage stationnaire, l'Acteur d'Ajustement responsable de l'EDA en question transmet pour tout ajustement standard ou spécifique réalisé au cours du mois M une clé de répartition en énergie avec des valeurs comprises entre 0 et 1 pour chacun des sites de l'EDA et décrivant la répartition de l'énergie de l'ajustement réalisé sur chacun des sites. Les clés devront être envoyées au pas 5 minutes par les Acteurs d'Ajustement et la somme des valeurs des clés des sites d'une EDA doit être égale à 1 pour chacun des pas 5 minutes concerné par l'ajustement. Les Acteurs d'Ajustement auront jusqu'au 3ème jeudi du mois M+1 pour transmettre les clés de répartition pour chaque ordre d'ajustement exécuté lors du mois M sur chacune des EDAs de leur périmètre.
- A partir de ces clés de répartition et des volumes réalisés par EDA pour chaque ordre d'ajustement, RTE calcule le volume réalisé à la maille site au pas 5 minutes puis au pas 15 minutes pour chaque ajustement.

En cas d'absence de clé de répartition, pour une EDA multi-sites composée de N sites, RTE utilisera des clés de répartition standard de type 1/N pour calculer les volumes d'ajustement réalisés à la maille site.

La qualité des clés de répartition transmise par les Acteurs d'Ajustement étant cruciale pour calculer correctement les volumes d'ajustement réalisé à la maille site, RTE précise également le besoin de transmission de clés de répartition en énergie représentatives des ordres d'ajustement exécutés sur chacun des sites de l'EDA concernée. En cas de doute sur la fiabilité des clés de répartition transmises par un Acteur d'Ajustement, RTE pourra auditer les clés transmises par un acteur et lui demander des données supplémentaires. En fonction des conclusions de cet audit, des mesures pourront être prises, pouvant aller jusqu'à la suspension de l'accord de participation en qualité d'Acteur d'Ajustement. Le paragraphe 2.D.2 des règles est adapté en conséquence.

En outre, RTE propose la modification de l'annexe 2.A4 du Chapitre 2 pour inclure l'autorisation donnée par l'Acteur d'Ajustement à RTE pour la transmission du volume réalisé du MA à la maille site au RE de ce site.

MA4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

MA4.3.1 Demande de suppression de l'annexe 2.A.4

Plusieurs répondants ont demandé la suppression de l'annexe de rattachement entre le Responsable d'Equilibre et l'Acteur d'Ajustement (§2.A.4) pour les raisons suivantes :

- Difficultés liées à un potentiel refus du RE à signer cet accord
- Potentielle rupture de confidentialité des données relatives aux sites d'une EDA
- Ajout de complexité opérationnelle pour la gestion de cette annexe à la création de l'EDA mais aussi à chaque évolution du périmètre

Néanmoins, l'annexe 2.A.4 porte aujourd'hui deux principes :

- Le RE prend connaissance de l'existence de sites de son Périmètre d'Equilibre qui participent au MA et de ce fait, provoquent la correction de son Périmètre d'Equilibre ;
- L'AA autorise RTE à publier au RE les volumes d'ajustement réalisés à la maille site et entité, tels que définis au chapitre 2.L

Ces principes ne sont pas portés ailleurs dans le corps des règles de marché de RTE.

L'instruction de la suppression ou la modification de cette annexe nécessite de plus amples études et RTE propose donc d'inscrire le sujet pour la concertation de la v3.

Par ailleurs, un refus éventuel du RE à signer cette annexe n'est ni l'usage, ni souhaitable. L'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 enjoint notamment les acheteurs obligés des sites sous OA, qui sont également leur RE, à signer cette annexe.

MA4.3.2 Demande de clarification sur la formulation et le calendrier de la mise à disposition des énergies à la maille site

Certains répondants ont demandé une clarification de la formulation dans l'annexe concernant la publication des volumes réalisés à la maille.

RTE propose une clarification en faisant explicitement référence au chapitres 2.L.5 et 2.L.6 dans l'annexe pour spécifier que la publication se fait bien à la maille site et entité.

MA4.3.3 Délai de transmission des données

Plusieurs acteurs ont demandé que RTE respecte les délais de transmission des données mentionnés dans l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. RTE s'engage à respecter ces délais c'est pourquoi il ne sera pas possible pour les acteurs d'ajustement de transmettre leurs clés de répartition après le 3^{ième} jeudi du mois M+1 une fois le processus cible mis en place.

RTE propose de supprimer la date pivot MA_{18} car il sera possible d'envoyer les clés de répartition dès l'entrée en vigueur des règles de marché, néanmoins RTE accordera aux acteurs d'ajustement un délai

de mise en œuvre pour les données du premier semestre 2026 i.e. il sera possible de transmettre les clés de répartition des mois de janvier à juin 2026 au plus tard en juillet 2026.

MA4.3.4 Mesures associées à une mauvaise qualité des clés de répartition

Un acteur s'est opposé à la possibilité de suspendre l'accord de participation en cas de transmission de clés de mauvaise qualité. RTE souhaite conserver cette possibilité en cas d'arbitrage avéré et répété. Néanmoins afin d'introduire une progressivité et une proportion dans l'application des mesures associées à une mauvaise qualité des clés de répartition, RTE a introduit au paragraphe 2.L.6.1.1 la possibilité de ne pas prendre en compte, pendant une durée de six mois, les volumes réalisés pour l'insensibilisation des producteurs prévue par l'article 175 de la loi de finances 2025. Cette période de six mois permettra d'approfondir l'analyse et, en cas d'accord entre RTE et l'acteur d'ajustement, de réintégrer les volumes avant l'échéance de facturation annuelle prévue par l'article 175 de la loi de finances 2025.

MA5. Neutralisation des écarts de programmation dans le calcul du volume réalisé.

MA5.1. Contexte

Le calcul des écarts d'ajustement est réalisé lors du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement (ci-après CRMA) en faisant la différence entre le volume attendu théorique et le volume réalisé. Le volume attendu théorique représente la quantité d'énergie d'ajustement demandée par RTE à l'EDA, qui est également l'énergie rémunérée au prix d'offre à l'acteur d'ajustement. Le volume réalisé représente la quantité d'énergie d'ajustement fournie par l'EDA. Les écarts d'ajustement sont ensuite calculés pour chaque pas 5 minutes comme la différence entre le volume réalisé et le volume attendu.

Pour les EDA injection constituées d'EDP, le volume attendu est défini comme l'aire comprise entre le programme de marche théorique et le dernier programme d'appel tracé par RTE, et le volume réalisé est défini comme l'aire comprise entre la courbe de charge de l'EDA et le dernier programme d'appel tracé par RTE. Le contrôle du réalisé revient alors à contrôler, sur chaque pas 5 minutes de la plage de contrôle, l'écart entre la courbe de charge de l'EDA et le programme de marche théorique.

Lors d'un ajustement réalisé pour la gestion de l'équilibrage, le besoin de RTE relatif à cet ajustement est la réalisation d'une variation de l'énergie injectée ou soutirée par l'EDA, afin de rééquilibrer le bilan énergétique global du système électrique sur une durée donnée. Le programme de marche théorique est ainsi tracé de telle manière que le volume attendu corresponde à la variation d'énergie nécessaire pour le système, en se basant sur les dernières données de programmation fournies pour les EDP constituant l'EDA. Le calcul actuel du volume réalisé ne reflète cependant pas correctement la réalisation de cette variation d'énergie dans les cas où l'énergie injectée par l'EDA avant ou après l'ajustement diffère de son programme d'appel.

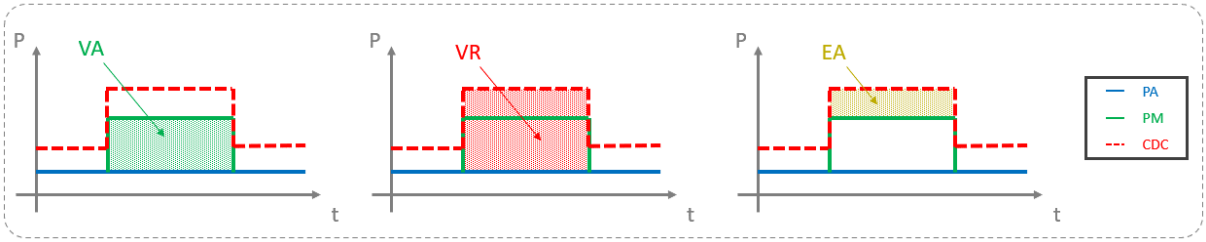


Illustration d'une variation d'énergie d'ajustement conforme à l'attendu pour une EDA n'ayant pas suivi le

programme d'appel déclaré

Dans l'exemple illustré ci-dessus, l'EDA ne suit pas le programme d'appel déclaré à RTE mais effectue une variation d'énergie similaire à celle attendue par RTE (en vert). Cependant, le volume réalisé (en rouge) étant calculé par rapport au programme d'appel, des écarts d'ajustement (en jaune) sont comptés.

A l'inverse, dans l'exemple ci-dessous, bien que l'EDA suive le programme de marche durant l'ajustement, la variation réelle d'énergie dans le système ne correspond pas à celle attendue, et rémunérée, par RTE sur la base des données de programmation fournies pour les EDP de l'EDA.

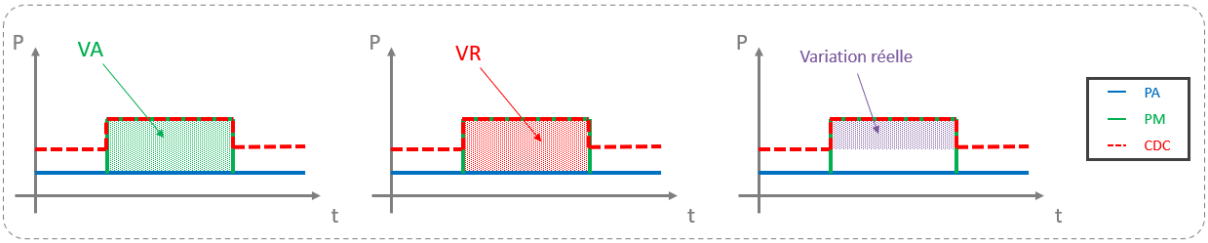


Illustration d'une variation d'énergie d'ajustement non conforme à l'attendu pour une EDA ayant suivi le programme d'appel déclaré

MA5.2. Proposition de RTE

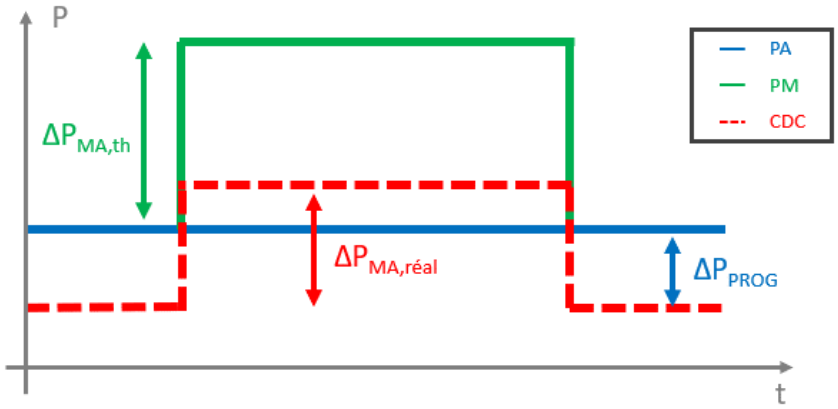
RTE propose d'introduire la notion d'écart de programmation pour tenir compte, dans le calcul du volume réalisé, de l'écart entre la courbe de charge et le dernier programme d'appel reçu, avant et après l'ajustement. La prise en compte de cet écart dans le calcul du volume réalisé permet de ne comptabiliser dans celui-ci que la variation d'énergie dans le système due à l'ajustement.

RTE propose d'associer à cette modalité la date d'entrée en vigueur différée MA_{17}.

MA5.2.1 Principe

Cette modalité vise à séparer, pour le CRMA :

- L'écart de programmation ΔP_{PROG} entre la courbe de charge et le programme de marche avant et après l'ajustement, à neutraliser avant CRMA
- L'écart d'ajustement $\Delta P_{MA,th}$ - $\Delta P_{MA,réal}$ entre la variation de puissance théorique et réalisée. Seul celui-ci est à prendre en compte pour le CRMA.



Visualisation de l'écart d'ajustement théorique, de l'écart d'ajustement réalisé et de l'écart de programmation

Pour ce faire, RTE propose de calculer un écart de programmation, défini comme l'écart entre la courbe de charge et le dernier programme d'appel tracé par RTE, pour les EDP constituant l'EDA, moyenné sur des périodes de référence initiale et finale positionnées respectivement avant et après l'ajustement.

$$Ecart_{prog} = MOY_{périodes\ de\ référence\ initiale\ et\ finale}(Courbe\ de\ charge - dernier\ PA\ tracé)$$

Cet écart de programmation, qui peut être positif ou négatif, est intégré comme suit dans le calcul du volume réalisé :

$$Volume_{réalisé,H} = max\left(Energie_{CdC} - Energie_{prog} - Energie_{Ecart_{prog}}; 0\right)$$

$$Volume_{réalisé,B} = -min\left(Energie_{CdC} - Energie_{prog} - Energie_{Ecart_{prog}}; 0\right)$$

MA5.2.2 Plages de référence

RTE propose que :

- La plage de référence initiale corresponde au pas de règlement des écarts complet précédant l'instant d'activation retranché du DMO
- La plage de référence finale corresponde au pas de règlement des écarts complet suivant l'instant de fin d'ajustement

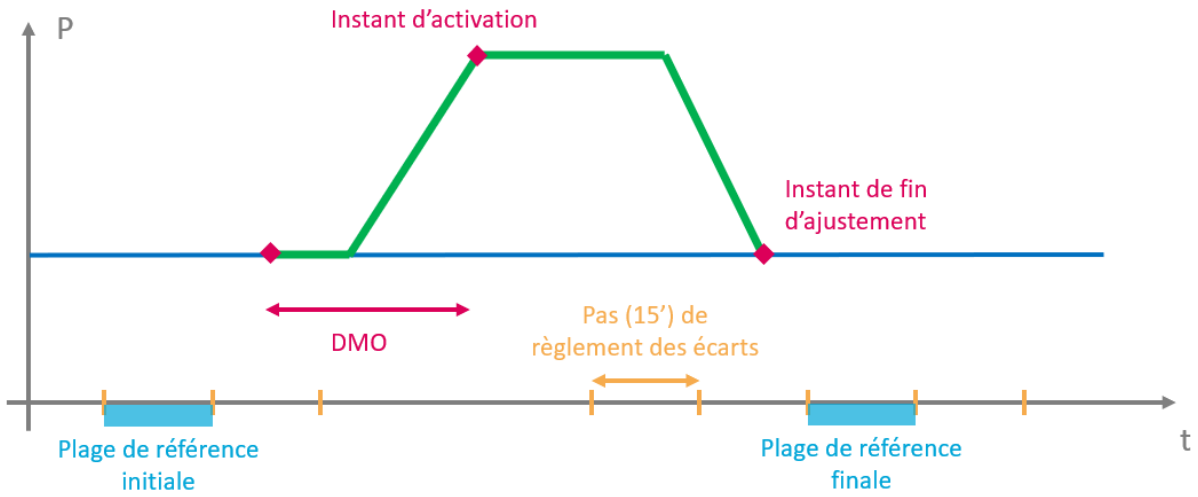
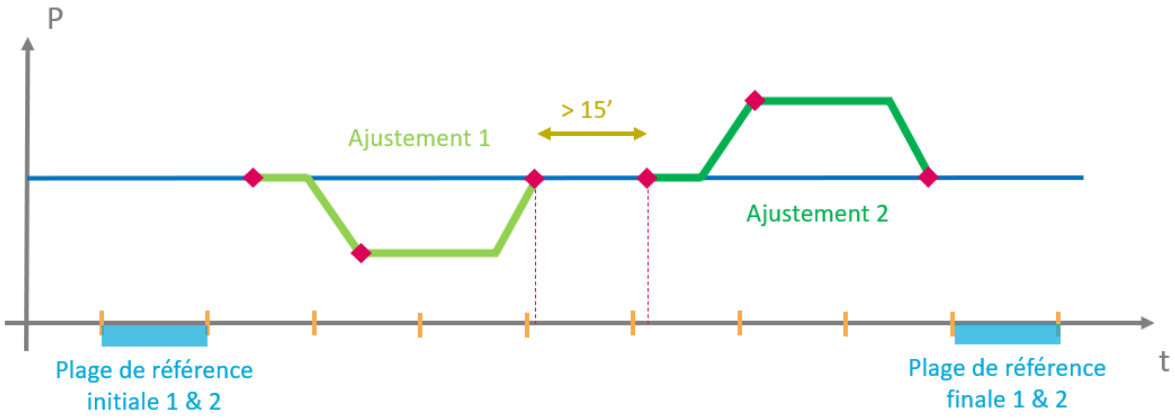


Illustration des plages de références initiale et finale

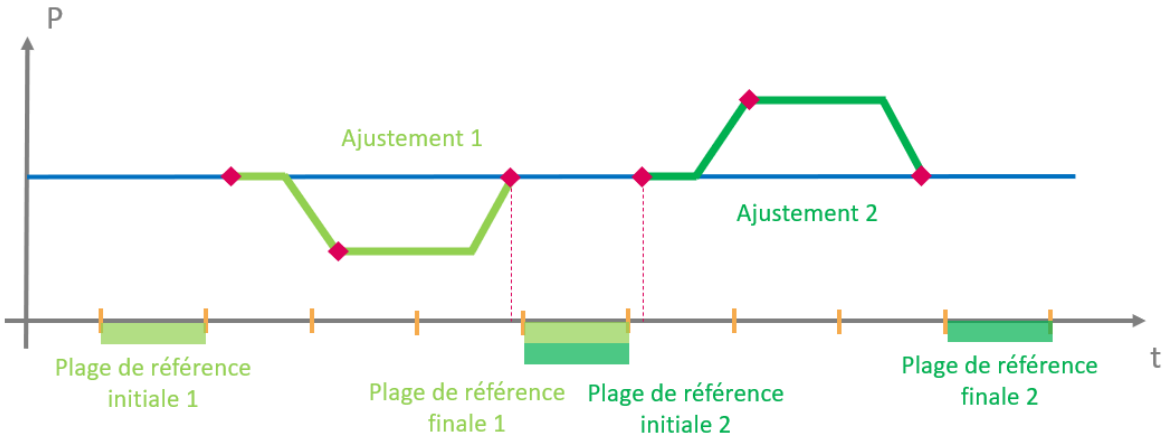
Lorsque plusieurs ajustements consécutifs ont lieu sur une EDA, lorsque l'instant de fin d'ajustement du premier ajustement et l'instant d'activation retranché du DMO du deuxième ajustement sont séparés de moins d'un pas de règlement des écarts complet, alors :

- La plage de référence initiale pour les deux ajustements est celle du premier ajustement ;
- La plage de référence finale pour les deux ajustements est celle du deuxième ajustement.



Cas d'une durée entre 2 activations supérieure à 15 minutes n'englobant aucun pas de règlement des écarts

Dans la figure ci-dessus, la durée entre la fin du premier ajustement et l'instant d'activation retranché du DMO du deuxième est certes supérieure à 15 minutes, mais il n'y a pas de pas de règlement des écarts complet entre les deux. Dans la figure ci-dessous, on trouve bien un pas de règlement des écarts complet entre les deux ajustements.



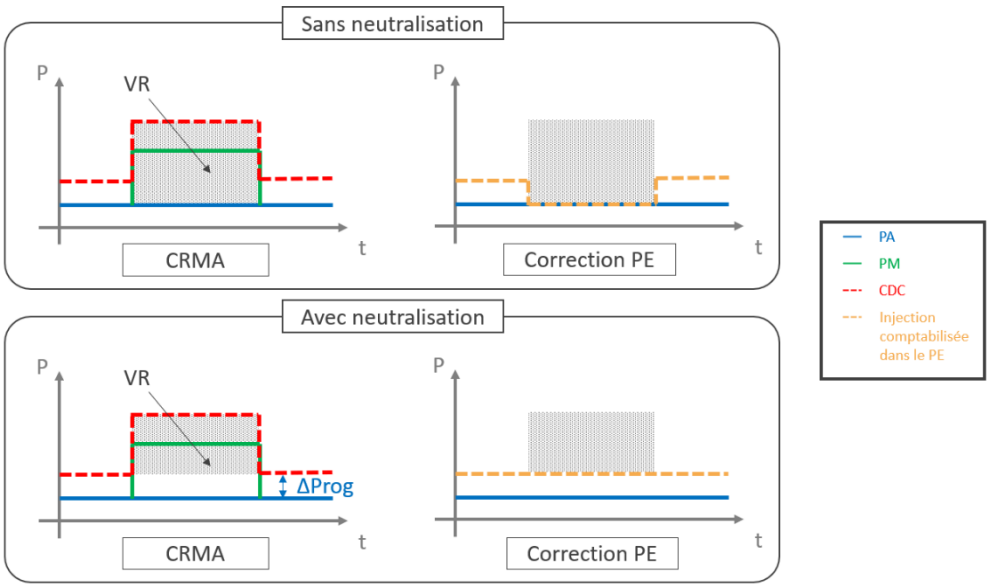
Cas d'une durée entre 2 activations supérieure à 15 minutes englobant un pas de règlement des écarts

MA5.2.3 Impact sur la correction du périmètre d'équilibre

Lorsqu'un ajustement est réalisé sur une EDA, le périmètre d'équilibre du RE du ou des sites rattachés à l'EDA est corrigé du volume réalisé par l'EDA. La modification du calcul du volume réalisé a donc un impact sur la correction du périmètre d'équilibre.

Comme illustré ci-dessous, si l'écart de programmation n'est pas pris en compte dans le calcul du volume réalisé, il se répercute au niveau de la correction du périmètre d'équilibre en recalant artificiellement la courbe de charge de l'EDA sur le programme d'appel lors de l'ajustement.

La neutralisation de l'écart de programmation dans le calcul du volume réalisé a donc pour conséquence de ne pas le répercuter dans le périmètre d'équilibre.



Impact sur la correction du périmètre d'équilibre sans et avec neutralisation de l'écart de programmation

MA5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors des la consultation, 10 acteurs ont fait des retours sur ce sujet.

MA5.3.1 Publication

Les acteurs ont demandé à recevoir les écarts de programmation calculés par RTE.

RTE propose de publier cette donnée aux côtés des autres données relatives aux ajustements déjà transmises par RTE aux Acteurs d'Ajustement et a amendé l'article 2.M.9 en ce sens.

MA5.3.2 Durée de la plage de référence

Des remarques ont été formulées par rapport à la durée de la plage de référence, jugée trop courte.

RTE propose de doubler la plage de référence initialement proposée en la faisant passer aux deux pas de règlement des écarts précédant et suivant l'ajustement, pour une durée totale de prise de référence d'une heure. Par comparaison, il existe un autre processus au sein du MA comprenant une prise de référence : la méthode de contrôle du réalisée dite « du rectangle simple » ; pour cette dernière, la durée de la plage de référence est d'un seul pas de règlement des écarts.

MA5.3.3 Cas des ordres de type « passer à »

Un acteur a demandé que cette modalité ne soit pas applicable pour les ajustements passés par RTE via des ordres de type « passer à », qui sont les ordres principalement utilisés pour les EDA participant en implicite au MA. En effet, avec la prise en compte de l'écart de programmation, si l'EDA ne suivait pas son programme d'appel avant et/ou après l'ajustement, des écarts d'ajustement vont être calculés même si l'EDA a strictement réalisé l'ordre de RTE.

RTE comprend les arguments avancés, mais tient à noter les éléments suivants :

- D'une part, l'ordre émis par RTE de « passer à » un point de fonctionnement en particulier est déterminé en s'appuyant sur le programme d'appel transmis par l'AA en sa qualité de RP. La variation de puissance entre les deux correspond au besoin de RTE pour équilibrer l'énergie dans le système. Il s'agit du fondement du fonctionnement implicite, dans lequel l'acteur n'offre pas directement une variation de puissance mais laisse RTE déduire la puissance offerte à partir des contraintes techniques et du PA qui lui ont été transmis, et qui suppose donc une confiance forte de RTE dans le suivi des programmes reçus.
- D'autre part, le volume commercial valorisé au titre du MA est calculé via la différence entre le point de fonctionnement auquel RTE a demandé à l'EDA de passer et le programme d'appel. La valorisation se fait donc sur la base de la variation de puissance attendue lors de l'ajustement. RTE estime donc légitime de contrôler que la variation d'énergie effectivement réalisée correspond bien à celle qui a été demandée.
- Enfin, si la variation de puissance effectuée par l'EDA lors de l'ajustement ne correspond pas à celle demandée par RTE, la différence d'énergie résultant dans le système doit alors être fournie par les SSYf. Le volume correspondant à cette différence d'énergie est alors rémunéré deux fois par le CAE : une fois à l'AA qui ne l'a pas fournie (ou l'a fournie en trop), et une fois au RR qui a compensé le déficit.

Pour ces raisons, RTE maintient sa proposition pour la saisine, mais propose d'ouvrir dans le prochain cycle de concertation le sujet de la formulation des ordres d'ajustement en implicite, qui semble être à la racine du sujet soulevé par l'acteur.

MA6. Evolutions liées à la plateforme MARI

MA6.1. Contexte général

Conformément aux articles 19, 20 et 21 du règlement « Electricity Balancing », les offres d'ajustement d'aFRR, de mFRR et de RR seront échangées, selon un modèle « GRT-GRT », respectivement au sein des plateformes européennes PICASSO, MARI et TERRE. Depuis le 1er décembre 2020, RTE est connecté à la plateforme TERRE pour échanger et utiliser des offres standards de RR. RTE est également connecté à la plateforme PICASSO depuis le 2 avril 2025 pour échanger et utiliser des offres standards d'aFRR. En outre, la France a rejoint la coopération FCR depuis le 16 janvier 2020. La plateforme MARI constitue ainsi la dernière des plateformes européennes à laquelle RTE prévoit de se connecter, avec une mise en service envisagée pour janvier 2026 (à la date de publication du présent document).

Dans le cadre de cette future connexion de RTE à la plateforme européenne MARI, une adaptation des règles de marché actuelles est nécessaire pour permettre la mise en œuvre de la plateforme. Les points présentés ci-après ont d'ores et déjà été abordés lors du cycle de concertation avec les acteurs de marché, afin de tenir compte de leurs différentes contraintes.

MA6.2. Evolutions liées à la qualification d'une EDA

MA6.2.1 Contexte

Les acteurs d'ajustement souhaitant participer à la plateforme MARI doivent obtenir une qualification de leurs EDA auprès de RTE pour participer aux échanges européens. En effet, avant toute transmission d'offres standards vers la plateforme européenne, RTE souhaite s'assurer que les acteurs soient en

mesure de respecter des exigences simples de programmation au niveau de l'EDP appartenant à l'EDA.

Dans les cas où les acteurs d'ajustement ne respectent pas les règles de marché établies, RTE souhaite également se laisser la possibilité de retirer la qualification d'une EDA à MARI pour ne pas mettre en danger la sûreté du système. Par ailleurs, RTE entend laisser aux acteurs d'ajustement la possibilité de distinguer leur périmètre d'ajustement classique (EDA destinés à participer au Mécanisme d'Ajustement uniquement) de leur périmètre d'ajustement standard (EDA destinées à participer au Mécanisme d'Ajustement et à la plateforme MARI) afin de faciliter la gestion de leurs EDA dans le référentiel RTE.

MA6.2.2 Proposition de RTE

RTE propose de mettre en place une qualification pour les EDA souhaitant participer à la plateforme MARI conformément à l'article 2.G.1 des règles de marché.

Comme énoncé à l'article 2.G.1.1 des règles de marché, l'acteur d'ajustement peut à tout moment demander de faire évoluer l'ensemble de ses EDA aptes à participer sur la plateforme MARI. Afin de désigner l'ensemble de ces EDA, RTE introduit la notion de périmètre d'ajustement standard. La qualification au niveau de l'EDA, à la main de l'acteur d'ajustement est modifiable dans le référentiel des entités d'ajustement de RTE, elle est accordée par RTE sous réserve du respect des exigences précisées dans l'article 2.G.1.2. RTE s'engage à délivrer cette qualification au plus tard 2 jours ouvrés après la demande conformément à l'article 2.G.1.3.

De la même manière que ce qui est fait sur le Mécanisme d'Ajustement, RTE peut décider d'empêcher une EDA de participer à la plateforme MARI en retirant cette dernière du périmètre d'ajustement standard d'un acteur d'ajustement. En effet cette exclusion entraîne l'impossibilité pour l'acteur d'ajustement de déposer des offres standards de mFRR via cette EDA. Les modalités appliquées en cas de perte de qualification sont décrites à l'article 2.G.1.4.

MA6.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

RTE a reçu des retours de deux acteurs, concernant la qualification des EDA au Mécanisme d'Ajustement standard. Leurs remarques portent principalement sur les modalités des procédures de demande et de perte de qualification d'une EDA en standard, ainsi que sur la définition du périmètre standard dans le référentiel des entités d'ajustement de RTE .

RTE confirme qu'une demande de qualification MARI pour une EDA entraîne automatiquement l'intégration de cette EDA dans le périmètre d'ajustement standard dans le référentiel. Ce périmètre constitue un sous-ensemble du périmètre d'ajustement classique et vise à faciliter la gestion des EDA aptes à participer sur la plateforme MARI par les acteurs dans l'application de RTE correspondante.

Pour obtenir la qualification MARI, RTE rappelle qu'une EDA doit satisfaire à des exigences de programmation et aux règles SI. Ce processus de qualification est distinct du mécanisme de pénalités financières prévu dans les Règles de Marché : en effet, le suivi décrit aux articles 2.G.3 et 2.G.4 peut entraîner des pénalités, mais n'aboutit pas à une perte de qualification. En revanche, l'article 2.G.1.4 prévoit qu'une perte de qualification MARI peut être décidée par RTE si une EDA met en péril la sécurité d'exploitation ; dans ce cas, l'exclusion prend effet dans un délai de deux jours ouvrés.

RTE propose de maintenir sa position initiale tout en introduisant des précisions dans les articles 2.G.1.2 et 2.G.1.4 des règles de marché afin de répondre aux observations formulées par les acteurs.

MA6.3. Evolutions liées au suivi de la conformité des offres d'une EDA

MA6.3.1 Contexte

Une fois que l'acteur d'ajustement et ses EDA sont qualifiés pour participer à la plateforme MARI, celui-ci peut déposer librement des offres standards. En effet, RTE privilégie un système de vérification a posteriori plutôt qu'une phase complexe de préqualification pouvant dissuader certains acteurs de marché de participer au marché européen de mFRR en raison d'investissements jugés trop lourds.

Puisque les offres standards de mFRR sont par définition des offres explicites, il appartient à l'acteur de s'assurer de leur faisabilité et de garantir leur bonne exécution en cas de sélection par la plateforme. Afin de vérifier que les activations soient correctement réalisées lorsqu'une offre est sélectionnée, RTE propose de mettre en place un dispositif de suivi au niveau des EDA.

MA6.3.2 Proposition de RTE

Lorsqu'un acteur réalise des activations dans le cadre du mécanisme standard de mFRR, RTE souhaite en assurer le suivi sur les EDA relevant de son périmètre d'ajustement standard selon les modalités décrites dans l'article 2.G.2 des règles de marché. Les critères examinés lors de cette phase de suivi sont précisés dans l'article 2.G.3 des règles de marché et explicités en détail dans le paragraphe MA6.4 du présent document.

En cas de non-respect de ces derniers, l'acteur s'expose à une pénalisation nouvellement introduite dans le cadre des activations standards de mFRR conformément à l'article 2.G.2.4 dont le calcul est détaillé dans l'article 2.M.8.

MA6.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

RTE a reçu plusieurs retours d'acteurs concernant le suivi de qualification d'une EDA. Ceux-ci soulignent que le terme « suivi de qualification » n'est plus approprié, puisque la logique de qualification/disqualification a été remplacée par un mécanisme de pénalisation financière : le suivi ne peut donc plus conduire à une disqualification, mais uniquement à des pénalités financières. Les acteurs proposent de remplacer cette appellation par « suivi de la conformité des offres », suggestion que RTE accepte et intègre dans les règles ainsi que dans le présent rapport.

MA6.4. Critères de suivi de conformité des offres standards

MA6.4.1 Contexte

Afin d'encourager les acteurs d'ajustement à rejoindre le marché de produit standard de mFRR tout en limitant les barrières à l'entrée, RTE doit définir des critères de suivi de conformité permettant la participation d'un maximum d'actifs en tenant compte de leurs conditions d'utilisation sans compromettre la sécurité et la performance de l'exploitation du réseau électrique.

Les critères présentés ci-dessous ont été conçus pour répondre à ce double objectif. Ils résultent du dernier cycle de consultation[3], intégrant à la fois les contraintes exprimées par les acteurs de marché et les recommandations de la Commission de Régulation de l'Énergie.

[3] https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-4

MA6.4.2 Proposition de RTE

RTE propose de mettre en place des critères particuliers pour contrôler les activations de mFRR standard via la plateforme MARI. Ces critères permettent de déterminer si les activations de mFRR standard sont valides et de les pénaliser dans un second temps si elles ne le sont pas. En complément des contrôles classiques sur les énergies d'ajustement, ces critères de conformité permettent de s'assurer que la forme de la livraison respecte le profil trapézoïdal attendu du produit standard de mFRR. Le paragraphe 2.G.3 des règles de marché présente en détail les exigences et critères à respecter. Dans le cas où ils ne sont pas respectés, l'acteur s'expose à une pénalité dont le calcul est décrit à l'article 2.M.8.

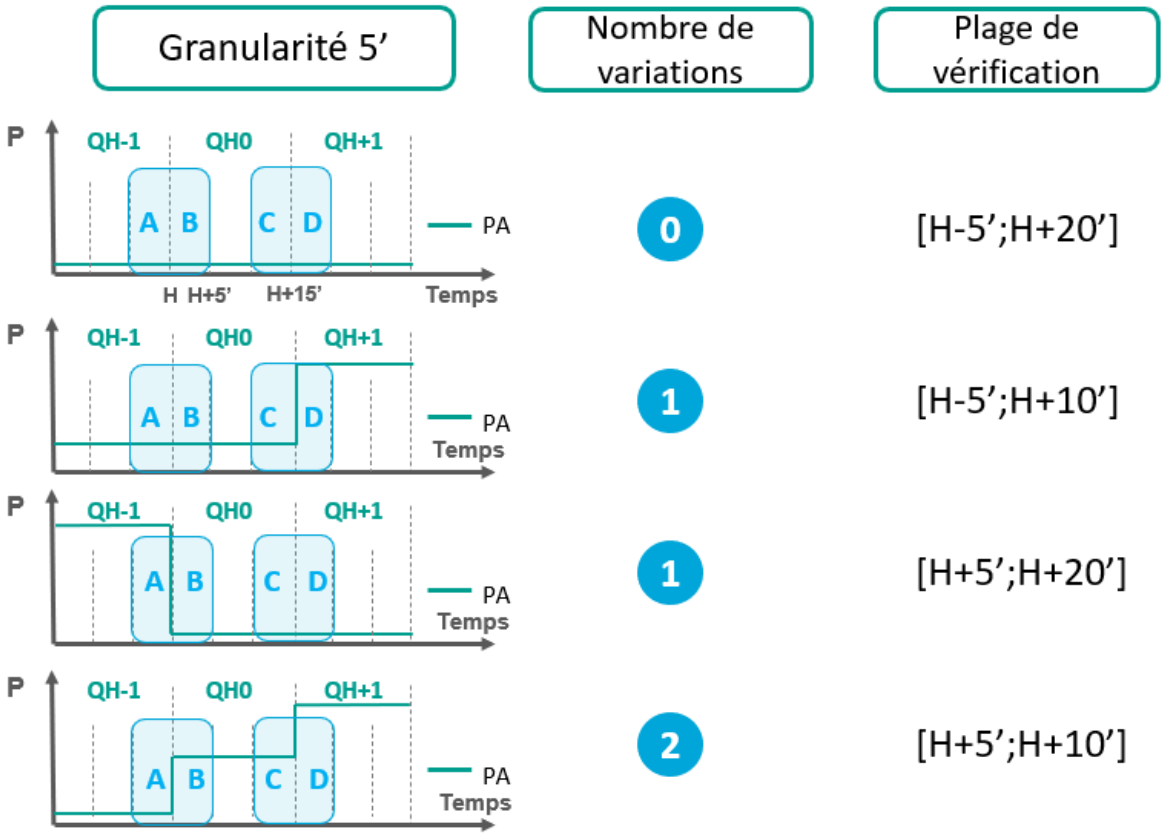
Le suivi de ces critères se fait à la maille EDA et s'applique à l'ensemble des activations d'offres d'ajustement standards de mFRR du mois écoulé. La suite du document détaille les trois notions clés permettant de comprendre le contrôle des activations standards dans le cadre du suivi de conformité : la plage de vérification, l'exigence en énergie et les critères de conformité.

1) Plage de vérification

La plage de vérification sur laquelle s'appliquent les critères de conformité d'activation d'une offre standard de mFRR est déterminée en fonction des variations du programme d'appel de l'EDA concernée sur les plages amont [H-5' ; H+5'] et aval [H+10' ; H+20'] pour une offre standard activée de manière programmée (Scheduled Activation) sur le quart d'heure [H ; H+15'] comme détaillé au paragraphe 2.G.3.1 des règles de marché.

On entend par « variation du programme d'appel » une variation d'au moins 1 MW sur 2 pas 5 minutes consécutifs.

Dans les exemples suivants, on retrouve les différentes valeurs de plage de vérification en fonction des variations du PA :



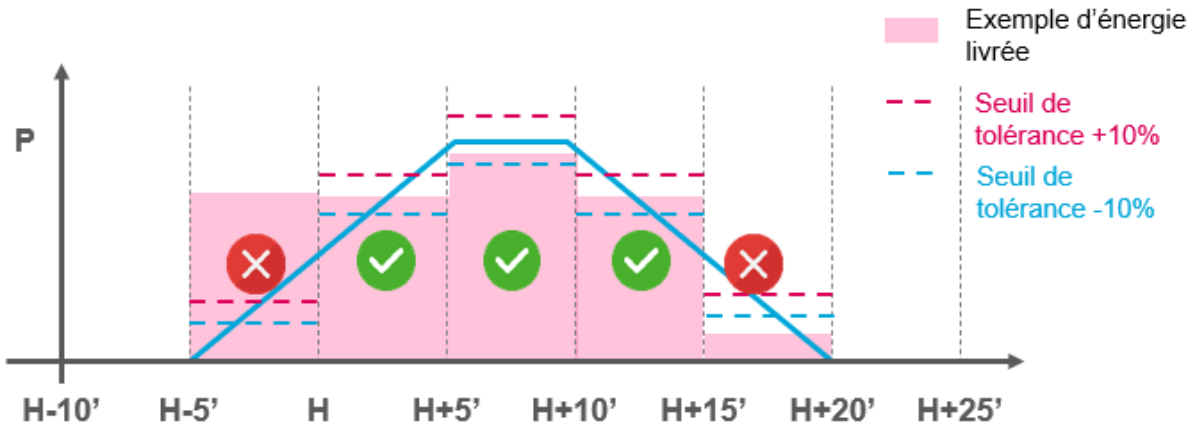
Détermination de la plage de vérification en fonction des variations du programme d'appel

- Dans le premier cas, le programme d'appel de l'EDA est constant sur les plages amont et aval, la plage de vérification est composée des 5 pas 5 minutes et correspond donc à la plage [H-5' ; H+20'].
- Dans le second cas, le programme d'appel de l'EDA varie entre le quart d'heure QH0 et le quart d'heure QH1, c'est-à-dire qu'on constate une variation de programme d'appel sur la plage aval. Aucune variation n'est constatée sur la plage amont, la plage de vérification sera composée des 3 pas 5 minutes sur [H-5' ; H+10'] dans ce cas.
- Dans le troisième cas, le programme d'appel de l'EDA varie entre le quart d'heure QH-1 et le quart d'heure QH0, c'est-à-dire qu'on constate une variation de programme d'appel sur la plage amont. Aucune variation n'est constatée sur la plage aval, la plage de vérification sera composée des 3 pas 5 minutes sur [H+5' ; H+20'] dans ce cas.
- Dans le dernier cas, le programme d'appel varie sur la plage amont et sur la plage aval, la plage de vérification est alors composée d'un seul pas 5 minutes [H+5' ; H+10'] dans ce cas.

Cette plage sert de référence pour la vérification de l'exigence en énergie, l'évaluation des critères de conformité ainsi que le calcul éventuel de la pénalisation associée.

2) Exigence en énergie

L'écart en énergie pour une offre d'ajustement standard de mFRR se calcule sur tous les pas 5 minutes de la plage de vérification définie ci-dessus et par rapport à l'exigence en énergie définie à l'article 2.G.3.2 des règles de marché. L'acteur d'ajustement doit réaliser une activation au plus proche du volume attendu théorique dans les limites de la tolérance définie par RTE. Cette tolérance s'élève à 10% du volume attendu théorique de l'offre standard calculé par RTE pour chaque pas 5 minutes de la plage de vérification.



Exemple d'application de l'exigence en énergie

Dans l'exemple ci-dessus, la plage de vérification est composée des 5 pas 5 minutes sur [H-5' ; H+20']. Pour chaque pas 5 minutes, l'acteur dispose d'une tolérance de 10% tracée en pointillé par rapport au profil attendu théorique d'une offre standard de mFRR activée de manière programmée (trapèze bleu).

La vérification de l'exigence en énergie se fait de la manière suivante :

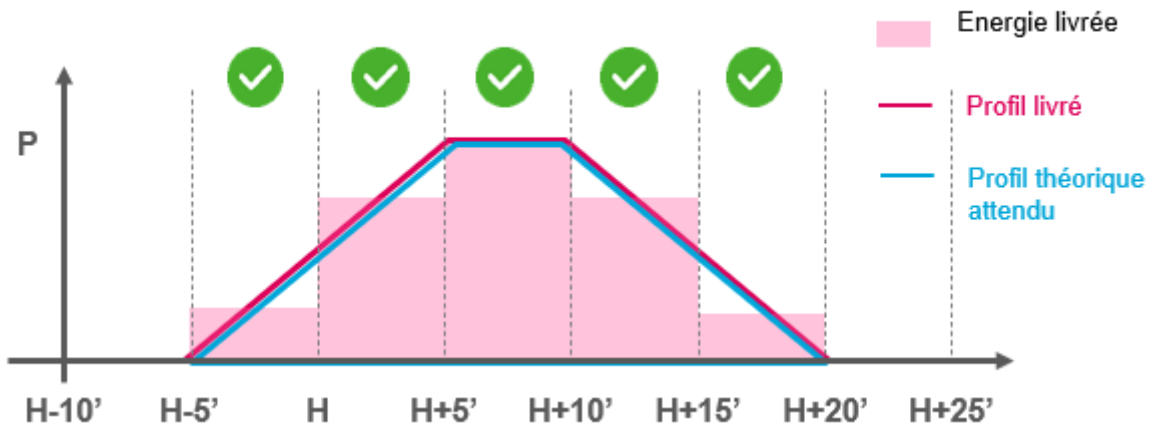
- Sur le pas [H-5' ; H], l'acteur d'ajustement a livré une quantité trop importante d'énergie (le bloc en rose n'est pas compris entre les pointillés rose et bleu), il ne respecte donc pas l'exigence en énergie sur ce pas 5 minutes. Ce pas est considéré comme non valide selon l'exigence en énergie fixée par RTE.
- Sur les pas [H ; H+5'], [H+5' ; H+10'], [H+10' ; H+15'], l'acteur a livré une quantité d'énergie qui respecte la tolérance accordée par RTE par rapport à l'énergie théorique attendue (le bloc en rose est situé entre les pointillés), ces 3 pas sont considérés comme valides au titre de l'exigence en énergie.
- Sur le pas [H+15' ; H+20'], l'acteur a livré une quantité trop faible d'énergie sur le pas 5 minutes, RTE considère ce pas comme non valide au titre de l'exigence en énergie.

Dans le cas où plusieurs activations de mFRR standard sont activées sur le même pas 5 minutes, la tolérance globale est obtenue en sommant les tolérances accordées pour chacune des activations de mFRR standard.

3) Critères de conformité

Pour qu'une activation de mFRR standard soit considérée comme validée par RTE, elle doit satisfaire les critères de conformité mentionnés à l'article 2.G.3.3 des règles de marché.

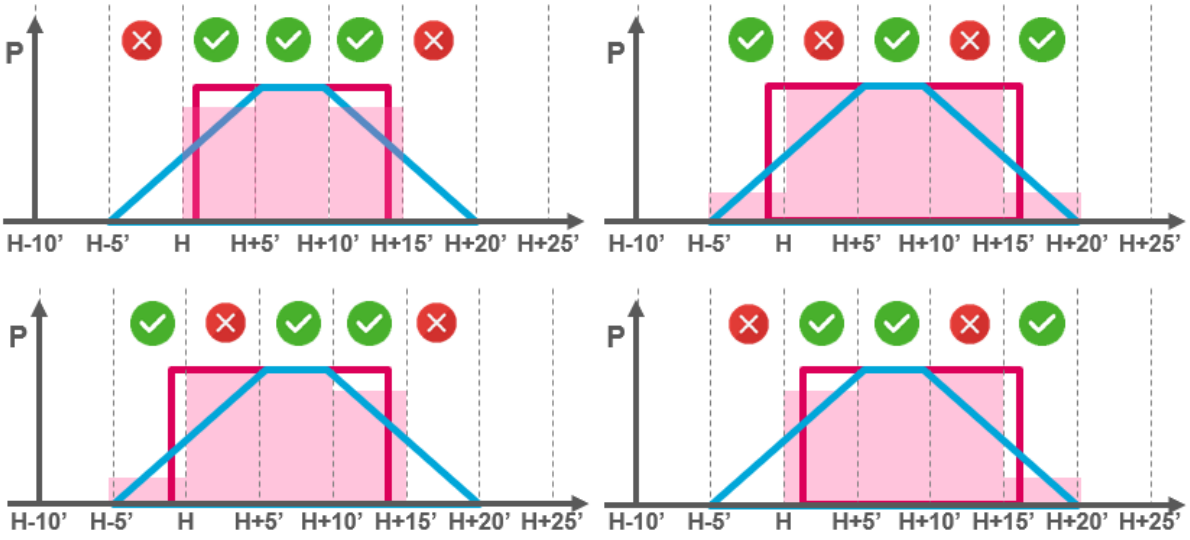
Une livraison parfaite, calquée sur le trapèze standard théorique MARI permet de respecter ces critères :



Exemple d'un profil de livraison respectant les critères de conformité

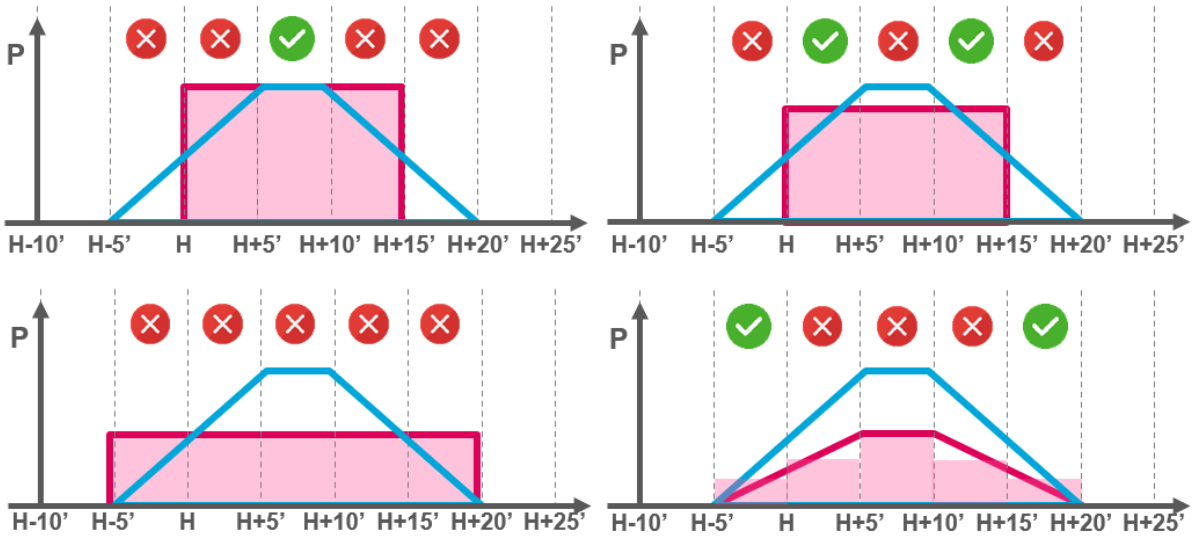
La légende utilisée dans cette illustration est conservée dans les exemples suivants.

A titre d'exemple, d'autres profils, tels que ceux présentés ci-dessous permettent également de satisfaire ces critères dans le cas où la plage de vérification est composée de 5 pas 5 minutes. Cette liste n'est toutefois pas exhaustive :



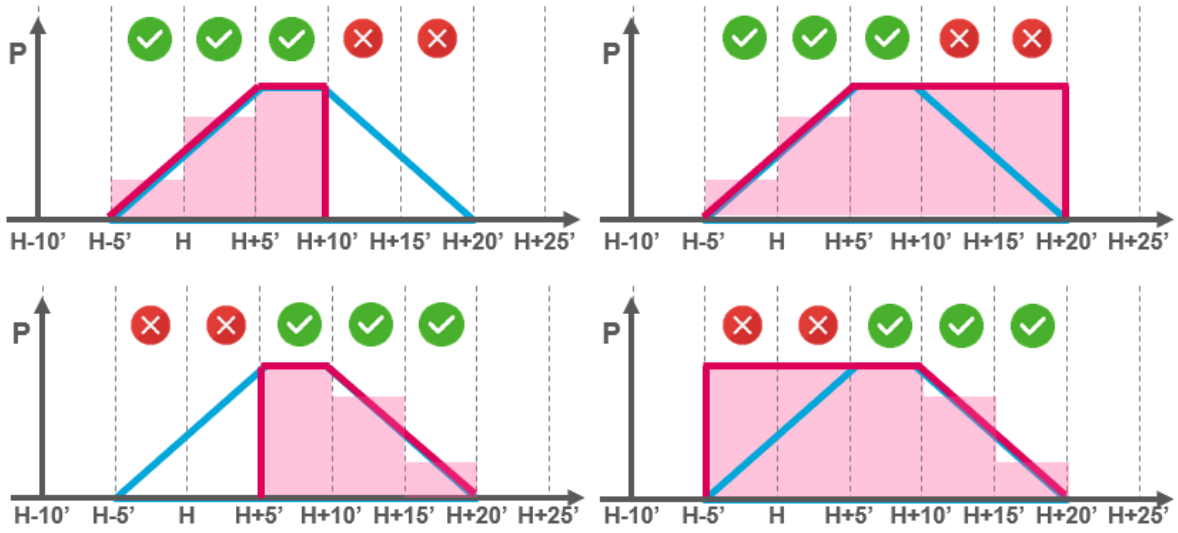
Autres exemples de profils de livraison respectant les critères de conformité

A l'inverse d'autres profils de livraison, comme ceux présentés ci-après ne permettent pas de répondre aux critères définis dans le cadre des activations standards de mFRR et exposent l'acteur d'ajustement à une pénalisation :



Exemples de profils de livraison ne respectant pas les critères de conformité

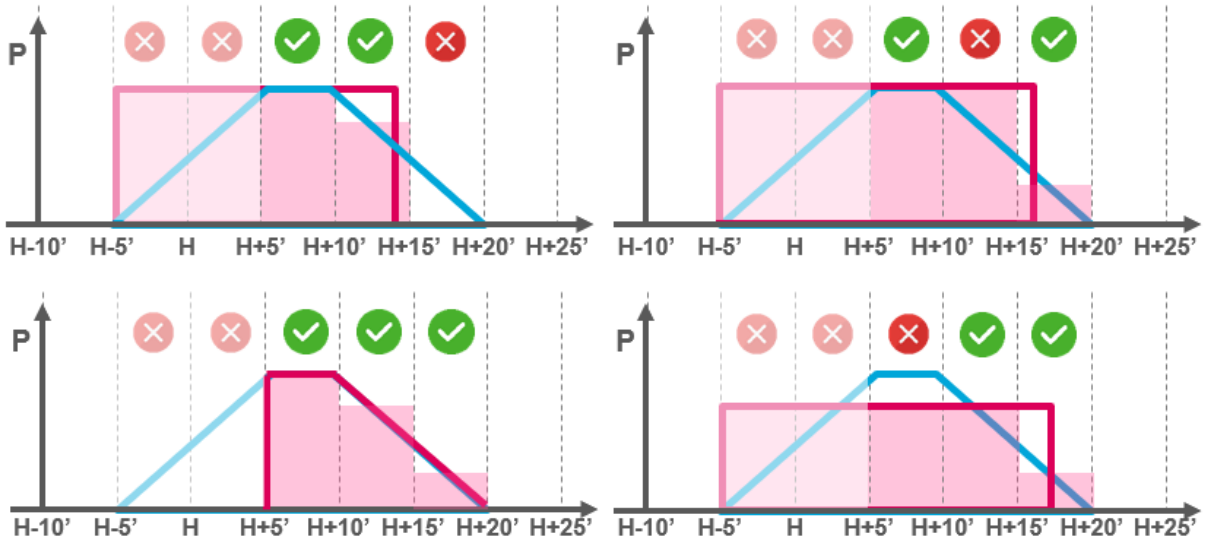
Dans les quatre cas ci-dessus, on compte 0, 1 ou 2 pas 5 minutes valides. Les critères de conformité qui demandent au minimum 3 pas valides sur 5 ne sont pas respectés dans ces exemples.



Autres exemples de profils de livraison ne respectant pas les critères de conformité

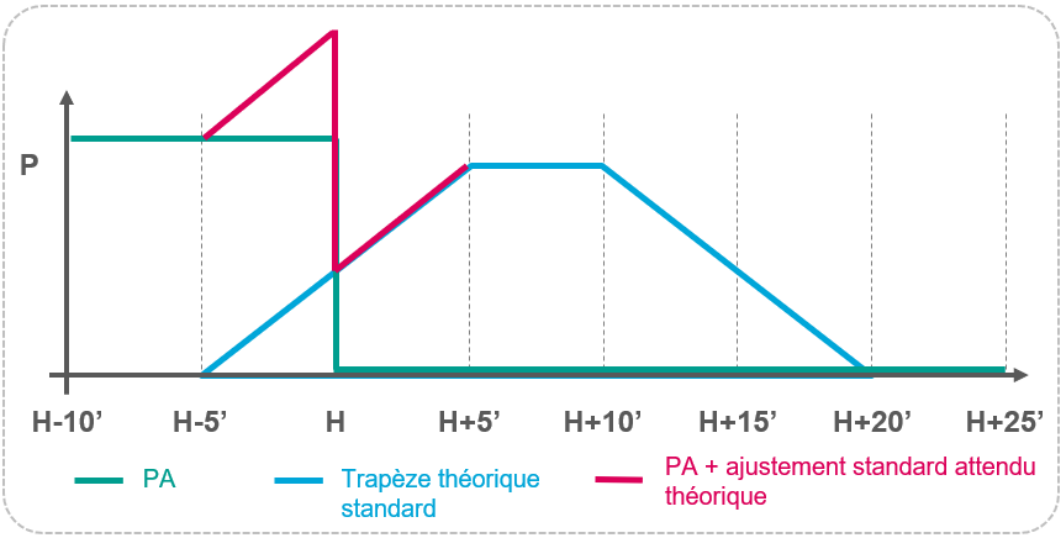
Dans les cas ci-dessus, les 2 pas de ramping sont simultanément non valides, les critères de conformité ne sont pas respectés. Les activations standards ne sont donc pas considérées comme conformes.

Dans le cas où la plage de vérification est composée de 3 pas 5 minutes (ce cas se présente lorsqu'il y a une variation de programme d'appel de l'acteur sur la plage amont [H-5' ; H+5'] où sur la plage aval [H+10' ; H+20']), en conservant la convention utilisée dans les graphiques précédents, les livraisons suivantes permettent de respecter les critères de conformité des activations standards :



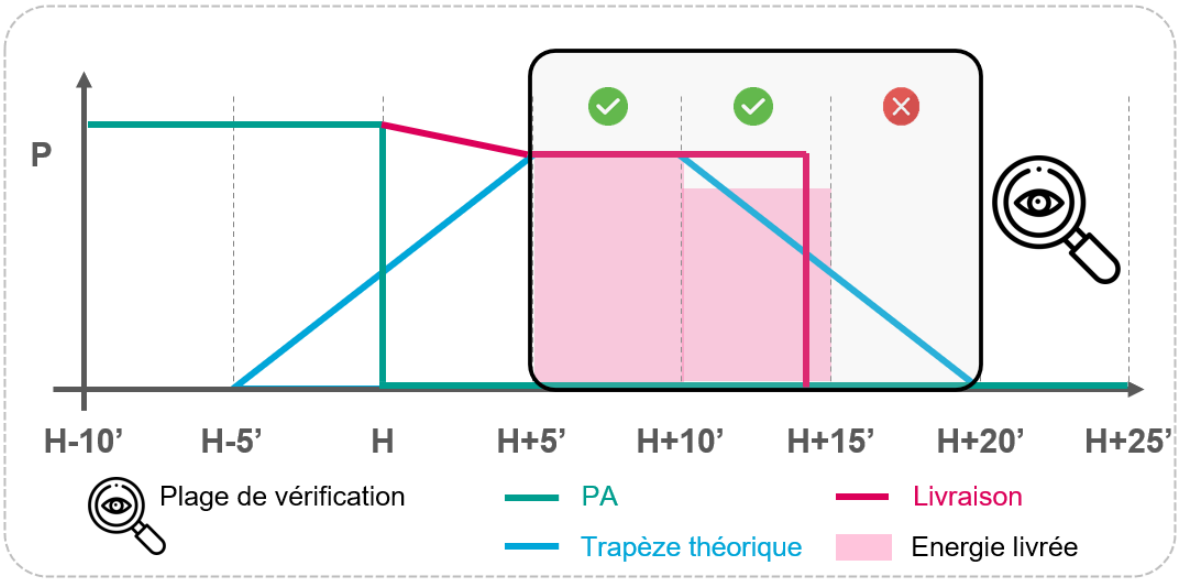
Exemples de profils de livraison respectant les critères de conformité avec une plage de vérification réduite

Ces exemples montrent des profils de livraison envisageables dans le cadre d'une variation de programme d'appel sur la plage amont. Dans ce cas, la plage de vérification est composée des 3 pas 5 minutes sur [H+5' ; H+20'] et RTE ne tient pas compte des deux premiers pas. Cette particularité permet à l'acteur de proposer des offres d'ajustement standard sur la plateforme MARI dans le cadre de la prolongation de programme d'appel. En effet, sans adaptation de la plage de vérification et des critères dans le cas d'une variation de programme d'appel, l'ajustement standard théorique attendu aurait la forme suivante en rose ci-dessous :



Superposition entre une activation standard rampée et un programme d'appel non rampé

Ce profil de livraison n'a d'intérêt ni pour RTE car il n'est pas souhaitable pour la bonne exploitation du réseau ni pour les acteurs car il complique la réalisation et dégrade les actifs. La mise en place des plages de vérification particulières qui s'adaptent aux variations de programme d'appel de l'acteur permet d'envisager des offres de mFRR standard qui viennent prolonger le programme d'appel de la manière suivante :



Réduction de la plage de vérification dans le cas d'une variation de PA sur la plage amont

De manière symétrique, si la variation de programme d'appel a lieu sur la plage aval [H+10' ; H+20'], la plage de vérification est constituée des 3 premiers pas 5 minutes sur [H-5' ; H+10'] et les critères de conformité à appliquer restent les mêmes à savoir au moins 2 pas valides sur 3. On obtient les cas symétriques de ceux présentés ci-dessus, qui peuvent s'appliquer dans le cas d'une anticipation de programme d'appel par l'acteur.

Cette adaptabilité des plages de vérification permet aux acteurs de proposer plus d'offres d'ajustement standard sur la plateforme MARI en particulier sur les quarts d'heure où des prolongations ou anticipations de programme d'appel sont envisageables sans pour autant risquer d'être pénalisé.

L'ensemble des critères détaillés ci-dessus est synthétisé dans le tableau suivant :

Plage de vérification	Variation de PA	PA Constant	1 variation de PA sur la plage amont	1 variation de PA sur la plage aval	2 variations de PA
	Plage de vérification	[H-5';H+20']	[H+5';H+20']	[H-5';H+10']	[H+5';H+10']
Critères de validation	Tolérance en énergie	10%	10%	10%	10%
	Critère de conformité	3/5	2/3	2/3	1/1

Tableau de synthèse des contrôlés effectués dans le cadre du suivi de la conformité des offres

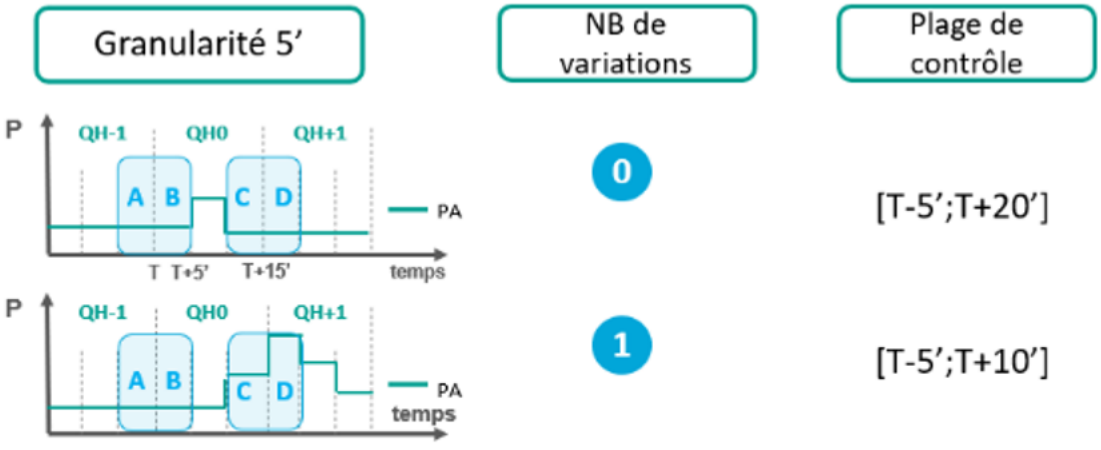
Afin de garantir la sûreté d'exploitation, RTE se réserve la possibilité de renforcer les critères de conformité présentés ci-dessus en cas de manquements répétés de la part des acteurs d'ajustement. Le renforcement des critères de conformité pourrait être mis en œuvre à partir de la date MA_{16} comme indiqué dans l'article 2.G.3.3, moyennant un préavis d'un mois.

MA6.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Comme pour le paragraphe MA6.3, le terme « suivi de qualification » est remplacé par « suivi de conformité des offres ». RTE a reçu de nombreux retours concernant ces critères de conformité, notamment sur le niveau de tolérance à appliquer, la plage de vérification ainsi que sur la transition vers une version plus stricte des critères à partir de la date MA_{16}.

Dans leurs retours, les acteurs d'ajustement jugent les critères relatifs au suivi de conformité des offres décrits dans les règles de marché et dans le présent rapport, trop restrictifs et proposent de les supprimer ou de les adapter pour certaines catégories d'actifs. RTE considère qu'une telle évolution serait contraire aux principes d'impartialité et d'équité entre acteurs, et maintient donc sa proposition d'appliquer ces critères sans distinction de filière ou de puissance. Certains acteurs proposent un assouplissement, en portant la tolérance de 10 à 20%. RTE rappelle que les critères ont déjà été assouplis par la réduction du nombre de pas à valider par rapport à la proposition initiale, et qu'un nouvel allègement n'est pas envisageable à date.

Concernant la plage de vérification, le rapport d'accompagnement précise les différents cas de variations de PA entraînant une adaptation des critères de conformité, illustrés par des exemples sur des pas de temps 15 minutes. Ces critères s'appliquent naturellement aussi aux variations de PA sur des pas de temps 5 minutes, comme illustré dans l'exemple ci-dessous :



Un acteur a mis en avant le cas particulier des EDA sans EDP. RTE reconnaît que ce point n'a pas été explicitement détaillé dans les règles et qu'il nécessite un traitement spécifique. Comme concerté en GT PROG-MA[4] et afin d'adapter les critères à ce cas particulier, RTE propose de limiter le contrôle aux trois premiers pas, au titre des pénalités MARI. Comme détaillé dans l'article 2.G.3.1.2, pour les EDA non constituées d'EDP, la plage de vérification correspondra aux 3 premiers pas 5 minutes entre [H-5' ; H+10'], et l'offre d'ajustement standard sera considérée valide si au moins 2 pas sur 3 sont valides conformément à l'article 2.G.3.1.1 existant.

[4] https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-8

Enfin, concernant la date MA_{16}, plusieurs acteurs ont souligné son caractère prématuré. RTE propose dans l'article 2.6.3.3 d'ajuster cette modalité en soumettant le passage aux critères stricts à une validation préalable de la CRE et en étendant le délai de prévenance à trois mois. En cas de non-validation par la CRE, la bascule vers les critères stricts ne serait pas appliquée.

MA6.5. Evolutions liées au caractère réalisable des offres d'ajustement standard

MA6.5.1 Contexte

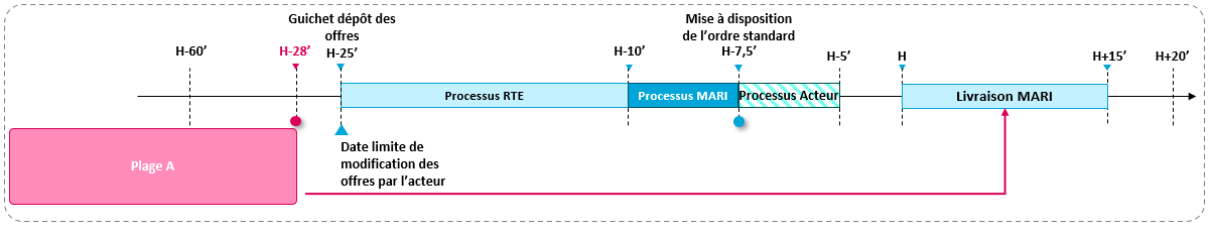
Avec l'arrivée de la plateforme MARI, le nombre de guichets de dépôt d'offres standards va considérablement augmenter. Ces guichets vont s'alterner avec les nouveaux processus spécifiques, notamment avec l'envoi systématique d'ordres d'activation d'offres spécifiques à H-13' pour la période de livraison [H ; H+15'[. Dans ce contexte, RTE souhaite mettre en place un dispositif visant à responsabiliser les acteurs quant aux offres standards qu'ils déposent. L'objectif est de disposer d'une vision actualisée et fiable des offres de mFRR disponibles en tenant compte des activations spécifiques.

Les résultats de clearing étant connus moins de 10 minutes avant le temps réel, il ne sera pas possible de mobiliser manuellement des moyens pour compenser les potentielles offres standards non réalisables du fait d'interactions avec des activations spécifiques. Il est donc crucial que les offres déposées par les acteurs soient techniquement réalisables. Dans cette optique, RTE souhaite réduire au maximum le nombre d'occurrences pouvant conduire à l'impossibilité de réalisation d'une offre standard en mettant en place des règles détaillées ci-après.

MA6.5.2 Proposition de RTE

RTE propose de modifier la notion d'offre réalisable qui a été initialement introduite pour le dépôt d'offres sur la plateforme TERRE. Une offre d'ajustement standard de mFRR est considérée réalisable sur la plage [H ; H+15'[sous réserve du respect des conditions détaillées dans l'article 2.J.2.1 des règles de marché.

En conséquence, il revient à chaque acteur d'ajustement de mettre à jour ses offres standards avant H-25' en prenant en compte les ordres d'activation d'offres spécifiques transmis avant H-28' inclus, correspondant à la dernière mise à disposition systématique d'ordres d'activation d'offres spécifiques avant la fermeture du guichet de dépôt des offres standards.



Interaction entre l'activation d'offres spécifiques et le dépôt d'offres standards

Le schéma ci-dessus illustre les activations spécifiques à prendre en compte par l'acteur pour déterminer si ses offres standards sont réalisables ou non. Tout ordre d'activation spécifique transmis par RTE dans la plage A en rose doit être pris en compte avant H-25', heure de fermeture du guichet de dépôt des offres, pour déterminer le caractère réalisable d'une offre standard déposée pour la période de livraison [H ; H+15'[.

MA6.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a sollicité des précisions par rapport au caractère réalisable des offres. En conséquence, RTE propose de simplifier la rédaction de l'article 2.J.2.1 des Règles de Marché pour clarifier les deux conditions déterminant qu'une offre standard est réputée réalisable, sans changer le principe.

A la suite du retour d'un acteur, RTE confirme également que la notion de « notification » correspond bien à la mise à disposition de l'ordre d'ajustement via l'application dédiée à la transmission des Ordres d'Ajustement .

MA6.6. Evolutions liées aux blocages des ordres d'ajustement standard

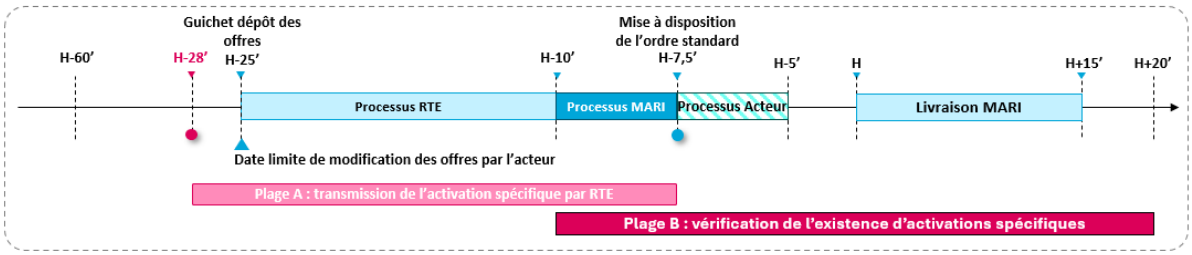
MA6.6.1 Contexte

Dans certains cas, la coexistence entre le mécanisme d'ajustement et la plateforme MARI peut impliquer que des décisions prises par RTE (activations d'offres spécifiques après la fermeture du guichet de dépôt) rendent des offres standards non activables techniquement alors que du point de vue de l'acteur elles étaient réalisables au moment de la fermeture du guichet de dépôt des offres. Afin de se prémunir de ces situations, RTE doit mettre en place un système de blocage des ordres d'activation d'offres standards pour gérer ces cas particuliers.

MA6.6.2 Proposition de RTE

A l'image des processus standards TERRE, RTE propose de mettre en place un mécanisme de blocage des ordres d'activation des offres standards MARI dans certains cas particuliers afin d'éviter que les acteurs se retrouvent dans l'incapacité de les exécuter bien que l'offre correspondante soit réputée réalisable au moment de la fermeture du guichet de dépôt. Conformément aux situations décrites à l'article 2.J.2.2 des règles de marché, si une offre standard déposée par un acteur d'ajustement est effectivement sélectionnée par la plateforme MARI, RTE bloquera l'envoi de l'ordre standard à l'acteur afin de prévenir une activation jugée irréalisable.

Le schéma ci-dessous résume les ordres d'activation spécifiques qui peuvent engendrer un blocage d'ordre standard :



Conditions sur le déclenchement du blocage des ordres standards par RTE

Lors de la réception des offres sélectionnées par la plateforme MARI, RTE procédera à une vérification des conditions prévues à l'article 2.J.2.2 des règles de marché, à savoir :

- Une activation spécifique est présente sur la plage B
- L'ordre d'activation spécifique associée a été mise à disposition par RTE sur la plage A

Si ces deux conditions sont remplies, l'ordre standard sera bloqué. Afin de compenser le manque à gagner potentiel lié au blocage d'un ordre, RTE propose de rémunérer les offres standards MARI concernées selon les mêmes modalités que celles appliquées aux offres standards TERRE bloquées. Les modalités de calcul sont détaillées à l'article 2.M.4.1.3 des règles de marché.

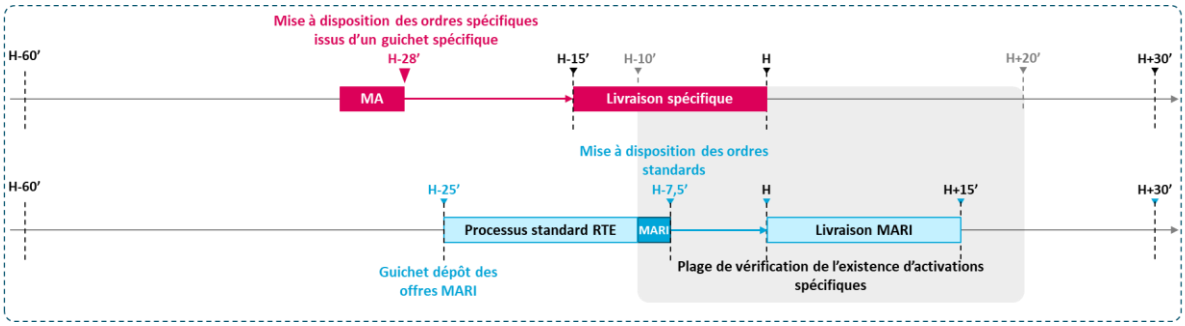
MA6.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les acteurs soulignent le risque que certains ordres standards ne soient pas bloqués à temps par RTE en cas de conflit avec un ordre spécifique, ce qui les contraindrait à refuser l'ordre standard. Ils demandent que de tels refus ne soient pas pénalisés et s'interrogent sur les raisons pour lesquelles les capacités de blocage mises en œuvre après H-28' ne sont pas appliquées plus largement avant H-28' également. Des clarifications sont demandées sur la rémunération des ordres bloqués associés à une offre activée de manière directe (Direct Activation) ainsi que sur l'accès aux données liées aux ordres bloqués.

Afin de couvrir le risque qu'un ordre standard n'ait pas été bloqué à temps, RTE propose d'introduire un amendement à l'article 2.K.3.5 (cf. paragraphe suivant MA6.7) précisant que le processus de pénalisation pour refus soit appliqué sous condition que RTE respecte les modalités de blocage mentionnées à l'article 2.J.2.2. Ainsi dans les cas exceptionnels où un ordre standard qui aurait dû être bloqué serait transmis (erreur de traitement, lenteur SI, …), RTE permet à l'acteur de refuser l'ordre puis de contester les pénalités appliquées. Si la contestation est justifiée et valable, l'acteur ne sera pas pénalisé et sera rémunéré conformément à l'article 2.M.4.1.3.

En ce qui concerne l'extension du système de blocage avant H-28', RTE estime qu'une telle mesure ne tiendrait plus en compte des processus spécifiques se déroulant en parallèle. En effet, dans un fonctionnement en 96 guichets de programmation et d'offres, des ordres spécifiques sont envoyés systématiquement toutes les 15 minutes. Le dernier envoi avant le guichet de dépôt des offres standards a lieu à H-28' (d'où le choix de cet instant comme point de bascule) et porte sur la période de livraison [H-15' ; H].

De la même manière que les activations spécifiques plus anciennes pouvant impacter certaines CUO comme le DNA (délai de neutralisation entre activations), il appartient aux acteurs de vérifier qu'une activation spécifique survenant juste avant la livraison standard ne compromet pas la faisabilité de leurs offres standards. En particulier, chaque acteur est responsable de s'assurer de la faisabilité de ses offres standards sur la période [H ; H+15'] en cas d'activation d'une offre spécifique sur [H-15' ; H] :



Interaction entre les ordres spécifiques et les offres standards

Concernant les remarques relatives au Direct Activation, la participation de RTE à MARI pour l'échange de produits DA est prévue en 2028 et fera l'objet d'une concertation dédiée. RTE rappelle néanmoins que le prix de rémunération d'un ordre bloqué associé à une offre standard repose sur le prix de clearing déterminé par la plateforme MARI, conformément à la méthode décrite aux articles 5 et 6 de la « *Methodology for pricing balancing energy* »[5].

Enfin, les évolutions des API permettant d'intégrer les données relatives au blocage et à la rémunération associée seront présentées lors d'un atelier technique prévu au T4 2025.

MA6.7. Evolutions liées aux refus d'ordres standard

MA6.7.1 Contexte

Dans le cadre des activations d'offres d'ajustement standards de mFRR, et compte tenu du caractère explicite et ferme des offres déposées, ainsi que du délai très court restant avant le temps réel pour que RTE puisse engager d'autres actions, tout ordre d'ajustement associé à une offre standard envoyé par RTE au receveur d'ordre est considéré comme accepté et donc exécuté. Dans ce contexte, RTE souhaite mettre en place un dispositif visant à limiter au maximum le nombre d'ordres refusés. En effet, chaque refus d'ordre se traduit par un volume de MW manquant pour RTE, qu'il est nécessaire de compenser en urgence via d'autres mécanismes, avec un impact potentiel sur la sécurité du système et sur les coûts.

MA6.7.2 Proposition de RTE

Comme précisé à l'article 2.K.3.5 des règles de marché, RTE propose la mise en place d'un processus de valorisation des écarts d'ajustement en cas d'impossibilité totale d'exécution d'un ordre d'ajustement. En effet, si l'acteur d'ajustement se trouve dans l'incapacité totale de réaliser l'ordre qui lui a été envoyé, il sera contraint de le refuser. Dans ce cas, l'activation standard ne sera pas rémunérée, et l'acteur sera pénalisé au titre des écarts d'ajustement.

En cas d'incapacité partielle à exécuter un ordre d'ajustement, RTE recommande à l'acteur d'ajustement d'accepter l'ordre initial transmis, puis de renvoyer un Programme de Marche reflétant l'énergie qu'il est effectivement en mesure de fournir.

MA6.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les acteurs ont soulevé plusieurs points liés aux conditions d'exécution des ordres d'ajustement :

- Un acteur souhaite des précisions concernant les cas d'incapacité partielle ou de fortuit.
- Un autre questionne la valorisation des écarts d'ajustement en cas de refus d'ordre.
- Un dernier acteur a insisté sur l'importance de clarifier la responsabilité des acteurs et celle de RTE quant à la faisabilité technique des ordres envoyés en particulier lorsque ces derniers ne respecteraient pas les CUO des offres standards.

Pour répondre au premier retour, RTE précise que :

[5] Microsoft Word - ACER Decision on the Methodology for pricing balancing energy - Annex I (entsoe.eu)

- Dans le cas d'une incapacité partielle, il est attendu que l'acteur d'ajustement accepte l'ordre et adapte son programme de marche en conséquence conformément aux règles SI de l'application de transmission des ordres d'activation
- Dans le cas d'un fortuit, il est attendu qu'il refuse l'ordre, les pénalités de refus s'appliquent alors comme dans le cas d'une incapacité totale d'exécution. Bien que l'acteur ne puisse pas anticiper un fortuit, ce fonctionnement se justifie par l'impossibilité d'activations manuelles très proche du temps réel, et par conséquent, au recours par RTE à l'aFRR en compensation des volumes non activés

Ce dispositif vise aussi à responsabiliser les acteurs en les incitant à mettre à jour leurs offres aussi précisément que possible. Par ailleurs, le refus d'un ordre peut être perçu par les autres acteurs comme une perte d'opportunité, leurs offres, pourtant réalisables mais moins bien classées économiquement, ayant pu être activées à la place de celle refusée.

RTE précise par ailleurs que la simultanéité avec des activations locales de flexibilité est traitée dans le paragraphe MA8.4 du présent rapport.

Pour répondre à la remarque du deuxième acteur, RTE propose de mentionner une « pénalisation pour refus d'ordre » plutôt qu'une « valorisation des écarts d'ajustement » : dans ce cas, il semble plus clair qu'il s'agira toujours d'un flux financier de l'acteur vers RTE.

Enfin, pour répondre à la remarque du dernier acteur, RTE propose un amendement de l'article 2.K.3.5 en précisant que le processus de pénalisation pour refus soit appliqué sous condition que RTE respecte les modalités de mise à disposition des ordres d'ajustement mentionnées à l'article 2.K.3.1.

MA6.8. Evolutions liées à l'obligation de déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement

MA6.8.1 Contexte

L'augmentation significative de la part des moyens de production de faible puissance (<10 MW) dans le mix énergétique français amène RTE à considérer que les entités d'ajustement associées joueront un rôle croissant dans les problématiques d'équilibrage. Par ailleurs, RTE souhaite assurer une harmonisation entre les différentes filières de production lorsque celles-ci participent à la plateforme MARI.

Dans cette double perspective, RTE prévoit d'adapter les seuils de puissance ainsi que d'uniformiser le type de filière des EDA soumises à l'obligation de dépôt d'offres sur le mécanisme d'ajustement, dès lors qu'elles déposent des offres sur la plateforme MARI.

MA6.8.2 Proposition de RTE

Dans une logique d'harmonisation des règles entre les différentes filières de production, RTE propose dans le cas du dépôt d'une offre standard MARI de généraliser à toutes les filières l'obligation de déposer une offre équivalente sur le marché d'ajustement spécifique. Par ailleurs, RTE suggère d'abaisser le seuil d'application de cette obligation, en l'étendant aux EDA de plus de 1 MW, contre 10 MW aujourd'hui.

MA6.8.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Aucune retour sur cette proposition n'a été reçu lors de la consultation. En revanche, la CRE s'est déclarée défavorable à l'abaissement du seuil de 10MW à 1MW obligeant les acteurs à déposer des offres sur le Mécanisme d'Ajustement. Cette mesure est perçue comme contraignante pour les petits agrégateurs et les nouveaux entrants. RTE reconnaît que ce dispositif peut représenter un frein et propose de supprimer dans l'article 2.J.2.3 l'extension de ce dispositif aux EDA dont la capacité totale d'ajustement est inférieure à 10MW.

MA6.9. Evolution de la plage de contrôle du réalisé pour les activations de mFRR standard

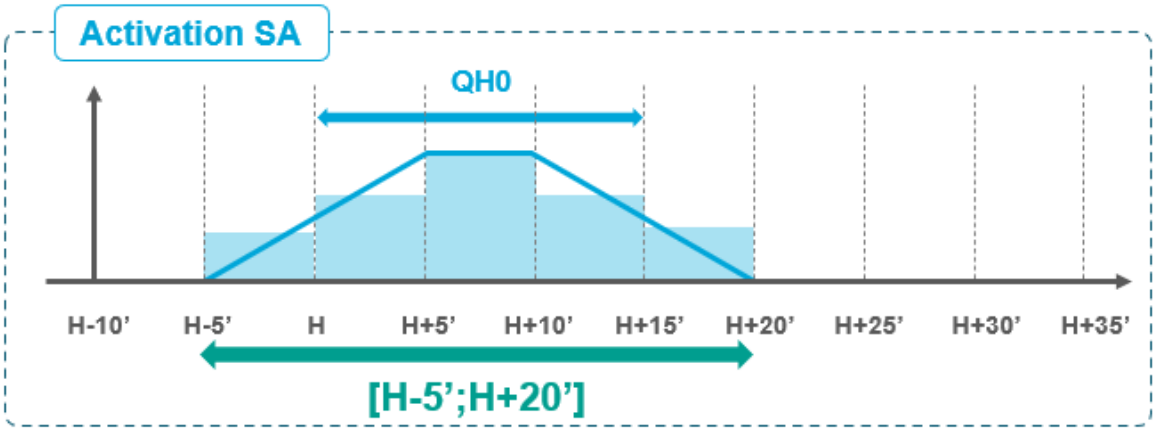
MA6.9.1 Contexte

Au titre du contrôle du réalisé, RTE s'appuie une plage de contrôle adaptée à chaque activation. Les caractéristiques du produit standard de mFRR lié à la plateforme MARI étant différentes des produits standards de RR, RTE doit adapter cette plage de contrôle du réalisé aux activations de mFRR standard.

MA6.9.2 Proposition de RTE

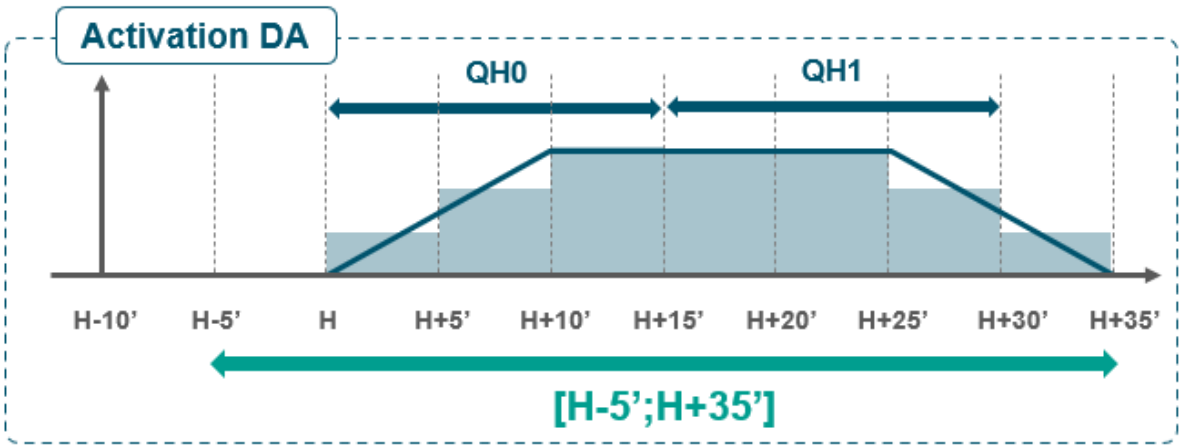
RTE propose de mettre en place une plage de contrôle du réalisé couvrant l'intégralité de la période d'activation, c'est-à-dire depuis l'instant de début d'activation jusqu'à l'instant de fin d'activation du produit standard de mFRR. Il convient de noter que cette plage sert de référence pour le calcul des écarts d'ajustement ainsi que pour l'application des pénalités liées aux défaillances. En revanche, la valorisation des pénalités associées à la qualification MARI repose sur la plage de vérification décrite à l'article 2.G.3.1.

- Pour les activations programmées (Scheduled Activation), la plage de contrôle du réalisé correspond à la plage [H-5' ; H+20'] schématisée sur la figure ci-dessous :



Plage de contrôle d'une offre standard activée de manière programmée (Scheduled Activation)

- Pour les activations directes (Direct Activation), la plage de contrôle du réalisé correspond à la plage [H-5' ; H+35'] schématisée sur la figure ci-dessous :



Plage de contrôle d'une offre standard activée de manière directe (Direct Activation)

MA6.9.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Aucun retour n'a été reçu sur cette proposition, qui est donc maintenue pour la saisine.

MA6.10. Mise en place d'une pénalisation financière en cas de non-respect des critères de qualification d'une activation standard

MA6.10.1 Contexte

Pour inciter les acteurs à réaliser des activations conformes au gabarit standard de mFRR, RTE instaure une pénalisation financière applicable uniquement en cas d'écart significatif entre le produit livré et le produit théorique.

Ce choix reflète la volonté de RTE de privilégier un mécanisme incitatif, plus souple qu'un dispositif de disqualification jugé trop contraignant. Ce type de pénalisation vise à responsabiliser les acteurs tout en favorisant une démarche d'amélioration continue, sans remettre en cause leur capacité à participer en cas d'activation non conforme ponctuellement.

Cette pénalité ne se substitue en aucun cas aux dispositifs existants de valorisation des écarts d'ajustement et des pénalités pour défaillance établis dans le cadre du contrôle du réalisé classique. Elle vient s'insérer en complément de ces processus, et ne s'applique que dans le cas où les critères de conformité ne sont pas respectés. Son objectif est d'inciter les acteurs d'ajustement à se rapprocher autant que possible du profil standard attendu, sans restreindre leur capacité à participer.

MA6.10.2 Proposition de RTE

RTE propose de substituer au dispositif de disqualification initialement envisagé un mécanisme de pénalisation financière applicable aux activations de mFRR standard réalisées via la plateforme MARI. Cette pénalisation s'intègrera en tant que mesure additionnelle aux dispositifs existants de traitement des écarts d'ajustement et des pénalités pour défaillance. Elle concernera exclusivement les activations reconnues comme non conformes au regard des critères définis à l'article 2.G.3.3 des règles de marché.

La pénalité proposée est applicable sur chaque pas de temps 5 minutes inclus dans la plage de vérification définie à l'article 2.G.3.1, sous réserve du non-respect des critères de conformité précités. Elle ne saurait être mise en œuvre lorsque l'activation demeure dans les tolérances prévues par l'exigence en énergie précisée dans l'article 2.G.3.2.

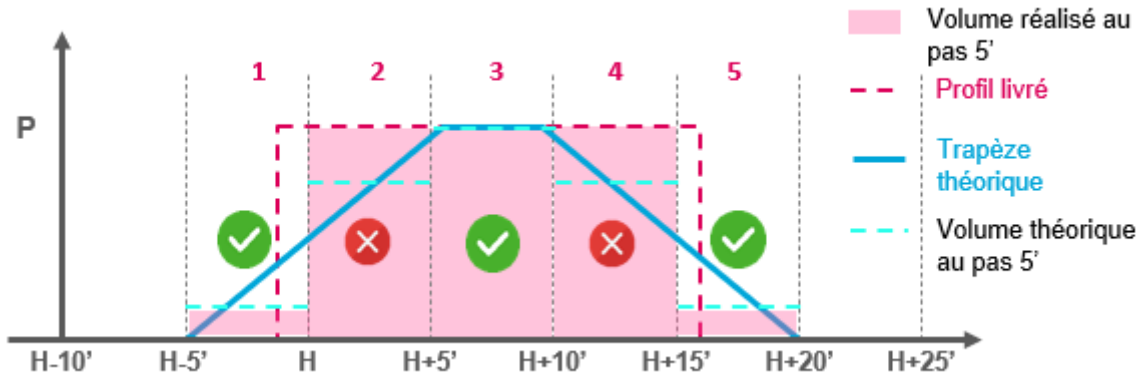
Pour chaque pas 5 minutes, le volume non conforme est égal à la somme des écarts d'ajustement constatés sur cette EDA. Le prix de pénalisation est égal au prix de clearing MARI. Le montant des pénalités de conformité est obtenu en multipliant le volume non conforme par le prix de pénalisation.

Dans le cas où plusieurs offres ont été activées sur un pas de temps 5 minutes donné, le prix de pénalisation devient la moyenne pondérée (par les volumes activés) des prix de rémunération des offres activées.

La formule générique du calcul du volume non conforme (resp. du prix de pénalisation et des pénalités de non-conformité) est précisée à l'article 2.M.8.1 (resp. à l'article 2.M.8.2 et l'article 2.M.8.3) des règles de marché.

La méthode retenue pour la définition du prix de pénalisation permet à RTE de fixer un prix incitatif indexé sur celui du prix de rémunération des activations. Elle vise ainsi à instaurer un signal économique dissuasif pour les écarts excessifs. Les deux exemples ci-après illustrent l'application du mécanisme de pénalisation dans différentes configurations, afin d'en faciliter la compréhension et d'en expliciter les modalités concrètes de mise en œuvre.

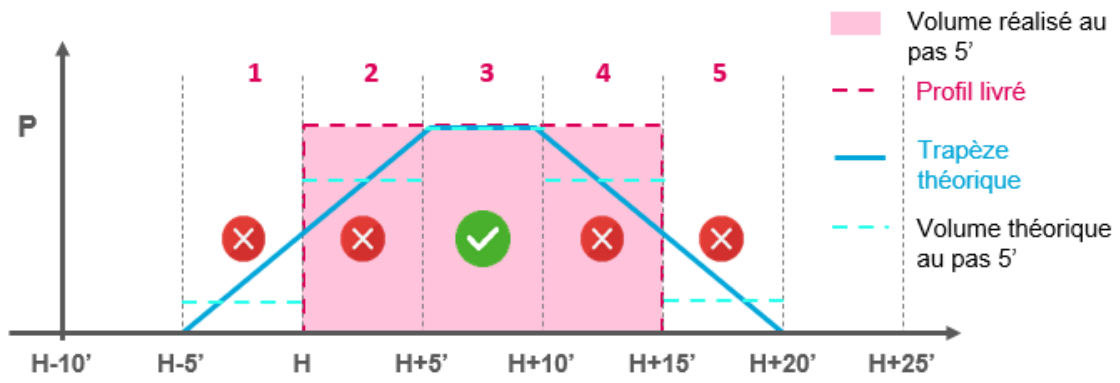
Exemple 1 : pénalités de non-conformité nulles



Profil de livraison standard n'entraînant aucune pénalité de non-conformité

Dans cette situation, l'acteur respecte les critères de conformité énoncés à l'article 2.G.3.3 des règles de marché, il est conforme aux marges de tolérance définies par RTE sur 3 pas 5 minutes de la plage de vérification donc les pénalités de non-conformité liées à MARI ne s'appliquent pas. Cependant, l'absence de pénalités liées à MARI n'exclut pas l'application éventuelle d'autres pénalités, notamment celles relatives aux écarts d'ajustement ou à la défaillance.

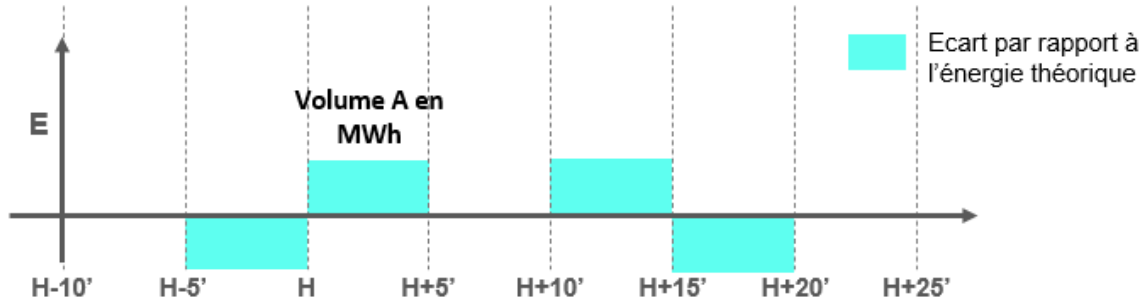
Exemple 2 : pénalités de non-conformité non nulles



Profil de livraison standard entraînant des pénalités de non-conformité

Dans cette situation, l'acteur d'ajustement ne satisfait pas les critères de conformité définis à l'article 2.G.3.3 des règles de marché. En conséquence, l'activation de mFRR standard est considérée non valide et donne lieu à l'application des pénalités de non-conformité.

L'écart par rapport à l'énergie théorique attendue au titre de l'activation de mFRR standard est visualisable sur le graphique suivant (volume rose auquel on soustrait le volume turquoise en pointillé) :



Volume d'énergie non conforme

Cet écart correspond à la différence entre le profil de livraison réalisé et le gabarit standard de mFRR attendu par la plateforme MARI. Le volume non conforme correspond à 4 fois le volume A. Le prix de pénalisation à considérer est le prix de clearing MARI. Enfin, le montant total des pénalités de non-conformités est obtenu de la manière suivante :

$$Pénalités_{non-conformité} = 4 \times Volume\ A \times Prix_{clearing}$$

D'autres exemples ont été partagés lors des GT PROG-MA du 30/01/25[6] et du 20/03/25[7].

MA6.10.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

[6] https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-4
[7] https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-5

Les retours des acteurs insistent sur la complexité des différents calculs de pénalité à venir et sur la nécessité de mettre en place des tests bout à bout pour fiabiliser et consolider le processus de pénalisation MARI. RTE a bien connaissance de cette problématique et propose de détailler le planning des différentes phases de tests pour donner de la visibilité aux acteurs lors d'un atelier technique prévu au T4 2025. RTE prévoit de mettre en œuvre le suivi de la conformité des offres, ainsi que les pénalités associées, dès le lancement de la participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA). Les règles prévoient une date pivot, MA_9, pour l'entrée en vigueur de ce suivi. Cette date doit être notifiée aux acteurs avec un délai de prévenance historiquement fixé à deux mois. Afin d'harmoniser les pratiques avec les autres dates pivots relatives à la plateforme MARI, RTE propose de réduire ce délai de prévenance à un mois.

Dans le cas d'une offre spécifique adossée à une offre standard de mFRR, RTE préconise de renseigner un DMO qui soit un nombre entier inférieur ou égal à 13 minutes.

Les précisions ci-dessus ne remettant pas en cause la proposition initiale, RTE décide de maintenir sa proposition pour la saisine.

MA7. Perspectives sur la modernisation du mécanisme d'ajustement

MA7.1. Contexte et objectifs

Durant ce cycle de concertation, RTE a présenté son projet de modernisation du mécanisme d'ajustement, qui vise à répondre aux problématiques suivantes :

- Le calcul par RTE des points de fonctionnement des moyens participant en implicite au MA, à partir des informations contenues dans les fichiers CT_PROD, montre ses limites :
    - Le format de ces fichiers ne permet pas de refléter correctement les capacités des groupes de production, ni leur potentielle évolution temporelle, et peuvent donner lieu au passage d'ordres d'ajustement irréalisables par l'acteur ;
    - Le calcul des points de fonctionnement est restreint aux seuls points avec une participation symétrique aux services systèmes et ne permet pas à RTE de passer des ajustements dissymétriques.
- Les données nécessaires à RTE pour la gestion du mécanisme d'ajustement sont réparties dans une demi-douzaine de fichiers, transmis quotidiennement par les acteurs à RTE. Cette multiplicité de fichiers crée une complexité importante et un manque de lisibilité des informations, d'autant plus qu'au fil des ans certaines données contenues dans des fichiers n'ont plus été utilisées. Outre la complexité engendrée, l'enchevêtrement des fichiers contribue également à la rigidité de la modélisation des contraintes des acteurs et à la difficulté des chantiers d'amélioration du mécanisme d'ajustement.
- La remise en cause des hypothèses sur lesquelles RTE fonde son modèle d'équilibrage, avec notamment la réduction à 30 minutes du délai de neutralisation, nécessite de réduire au maximum l'internalisation par le GRT des contraintes des acteurs en renforçant la participation explicite au mécanisme d'ajustement et en diminuant la complexité opérationnelle pour RTE de la participation implicite.

Le projet de modernisation du mécanisme d'ajustement poursuit donc deux grands objectifs :

- Retrouver une cohérence d'ensemble dans les données transmises par les acteurs
    - Regrouper dans un même fichier les données ayant la même finalité
    - Harmoniser les fichiers entre filières

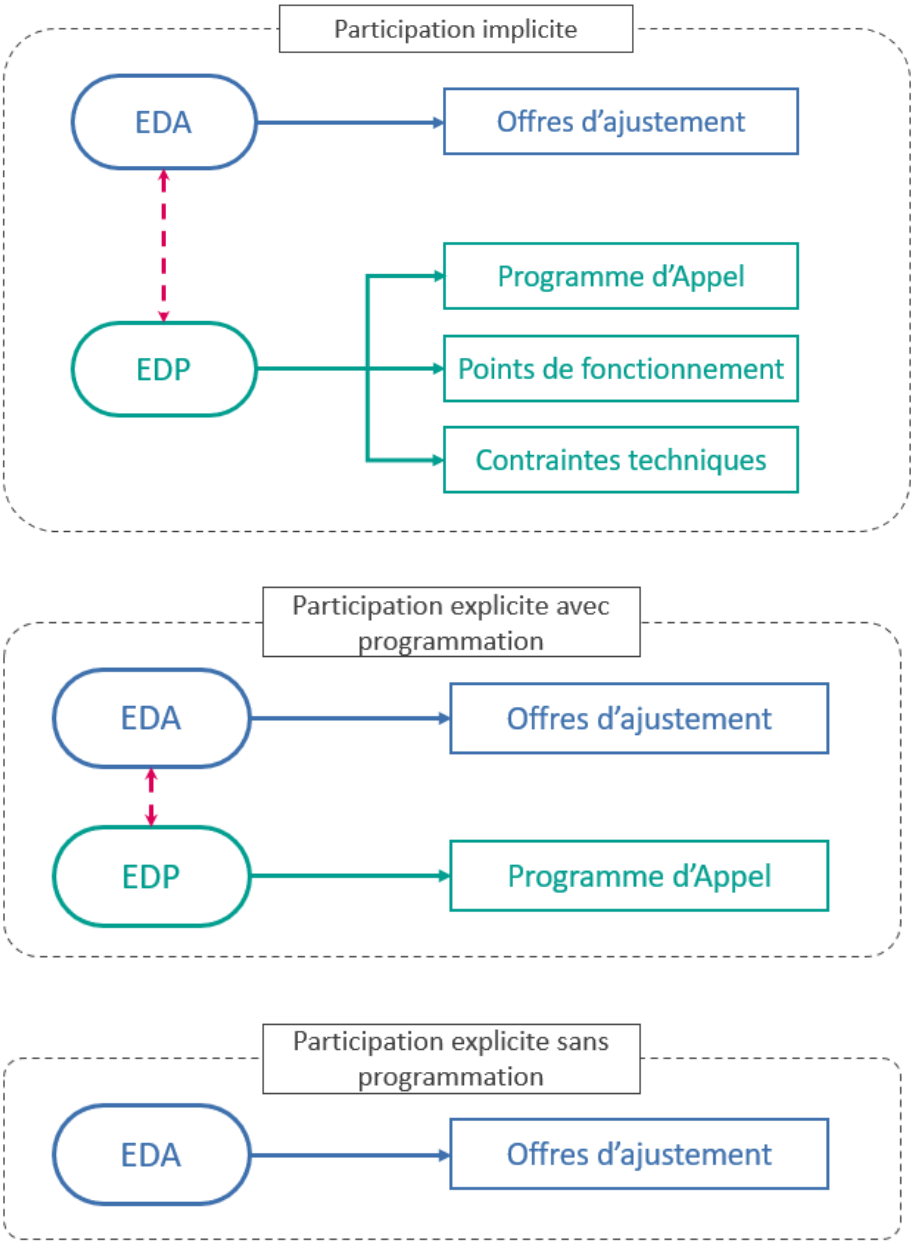
- Réduire le nombre de fichiers transmis

- Assouplir et robustifier la modélisation des offres d'ajustement
  - Permettre aux acteurs d'envoyer des points de fonctionnement dissymétriques
  - Développer la participation explicite
  - la participation d'agrégats de type EDA multi EDP

MA7.2. Synthèse des perspectives

RTE a publié en octobre 2024 un appel à contributions présentant les grandes lignes de la modernisation du mécanisme d'ajustement souhaitée par RTE.

La modernisation passe par une refonte des fichiers utilisés pour modéliser les offres d'ajustement. A la cible, les fichiers utilisés devraient être au nombre de 4 pour les EDA participant en implicite au MA, de 2 pour les EDA participant en explicite avec programmation et d'un seul pour les EDA participant en explicite sans programmation.



Pour les moyens participant en implicite au MA, les **points de fonctionnement** seront directement déclarés par l'acteur dans un fichier dédié et compatible avec la fourniture dissymétrique de réserve primaire et secondaire. Les **contraintes techniques** seront rassemblées dans un fichier unique de structure commune à toutes les filières.

RTE souhaite également créer un fichier d'**offres d'ajustement**, normalisé pour tous les moyens participant au MA (filières et modes de participation), décrivant la puissance offerte par l'EDA ainsi que les conditions techniques et économiques de sollicitation de cette puissance par RTE.

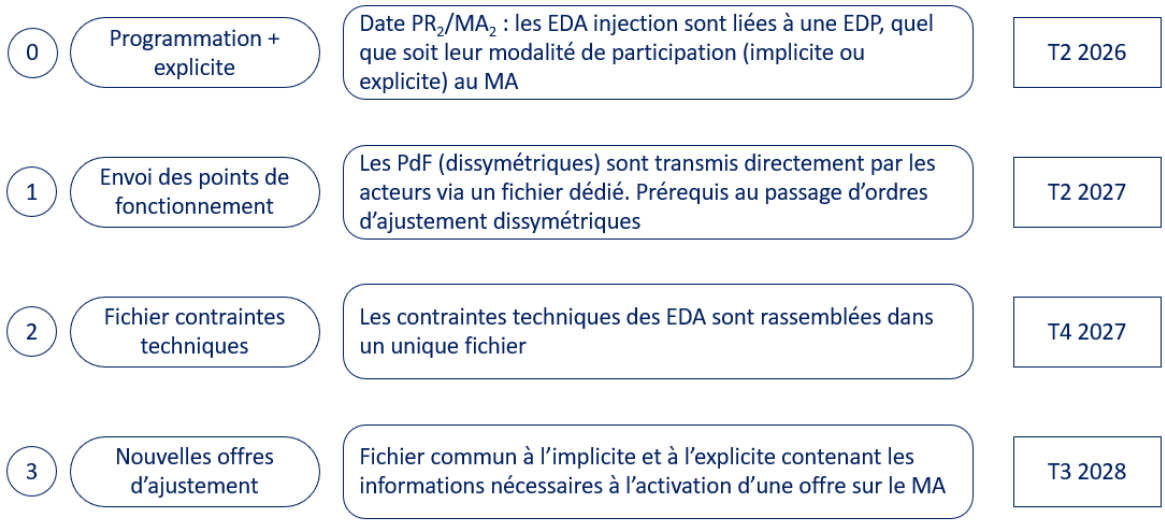
Enfin, le **programme d'appel** resterait inchangé et envoyé à la maille EDP, pour les moyens soumis à l'obligation de programmation.

Selon le mode de participation (implicite, explicite avec programmation, explicite sans programmation), les possibilités ouvertes aux EDA (multiplicité des offres par EDA, multi-prix, agrégation, soumission d'offres impactant les services système fréquence, etc.) pourraient varier.

MA7.3. Calendrier prévisionnel

Plusieurs paliers de déploiement sont envisagés avec des mises en service par paliers des différents fichiers.

- Palier 0 : Nouvelle modalité de participation au MA (date PR2/MA2)
    - Possibilité pour une EDA soumettant des offres explicites (i.e. formulant ses CUO dans un fichier CT_CE) d'être liée à une EDP qui envoie un programme d'appel.
- Palier 1 : Mise en service du fichier des points de fonctionnement
    - Déclaration par les acteurs d'ajustements de leurs points de fonctionnement dans un fichier dédié.
    - Passage à l'envoi d'ordres d'ajustement dissymétriques o Plusieurs données des CT_PROD1, 2 et 5 deviennent obsolètes
- Palier 2 : Mise en service du fichier des contraintes techniques
    - Mise en cohérence et nettoyage de l'ensemble des données des différents fichiers non constitutives d'une offre d'ajustement.
    - Fin des CT_PROD 5 et ancien mode de transmission des contraintes pérennes
- Palier 3 : Mise en service du fichier des offres d'ajustement
    - Utilisation des offres refondues pour assurer l'équilibrage via le mécanisme d'ajustement.
    - Fin des CT_PROD 1,2, CT_CE et des fichiers offres



RTE remercie les acteurs pour leurs contributions à la réflexion sur la modernisation du mécanisme d'ajustement. La définition de la cible se poursuivra lors du prochain cycle de concertation.

MA8. Autres évolutions et amendements rédactionnels

MA8.1. Durée de la consultation

MA8.1.1 Contexte

L'article 2.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

MA8.1.2 Proposition de RTE

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

MA8.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur s'est positionné en faveur de cette évolution. RTE conserve cette proposition pour la saisine.

MA8.2. Facturation des offres et écarts d'ajustement

MA8.2.1 Contexte

La possibilité de déposer des offres à la hausse à prix négatif a été mise en place au 1er mai 2024.

En parallèle, les cas de valorisation des écarts à la hausse avec un Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement (PREA) négatif ont augmenté.

Ces deux situations cumulées ont mis en évidence le cas de **valorisation globale négative du bilan de ces deux éléments.**

Les paragraphes 2.M.4 (Rémunération des offres d'Ajustement) et 2.M.6 (Valorisation des écarts d'ajustement) prennent bien en compte unitairement ces valorisations négatives.

Cependant, dans la partie facturation, il est nécessaire de mettre à jour ce cas précis, ainsi que dans la partie précisant les coûts des ajustements.

MA8.2.2 Proposition de RTE

La mention suivante a été apportée à l'article 2.N.1.2.2 :

Sur la base des données de valorisation mises à la disposition de l'Acteur d'Ajustement conformément à l'Article 2.N.1.1, l'Acteur d'Ajustement effectue la somme des éléments suivants :

- rémunération des Offres d'Ajustement activées à la Hausse sur le Mois M ;
- valorisation des Ecarts d'Ajustement positifs.

Si le résultat est négatif, RTE adresse à l'Acteur d'Ajustement la facture correspondante, au plus tard le dernier Jour du Mois M+1.

L'article 2.Q.1.1 a également été amendé.

MA8.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucune opposition de la part des acteurs qui se sont exprimés lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale pour la saisine.

MA8.3. Précisions sur la rémunération des ordres à exécution immédiate

MA8.3.1 Contexte

Depuis l'été 2024, RTE a recours à des baisses d'urgence sur les installations de production EnR situées sur le RPT afin d'assurer la sauvegarde du système en cas d'insuffisance d'offres à la baisse.

MA8.3.2 Proposition de RTE

RTE propose de clarifier au paragraphe 2.M.4.2.3 que la rémunération des ordres à exécution immédiate revient au détenteur de l'installation de production, y compris lorsque l'installation de production est offerte sur le mécanisme d'ajustement via un acteur tiers.

MA8.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé des précisions sur le périmètre de l'article 175 de la loi de finances 2025 concernant les ordres à exécution immédiate de sites EnR et sur la rémunération de ces derniers en cas d'offre sur le MA. RTE confirme que les ordres à exécution immédiate ne font pas partie des volumes corrigés dans le cadre de l'article 175 de la loi de finances 2025 et conserve sa proposition de rémunération au prix d'offre MA conformément aux règles en vigueur pour les autres filières.

MA8.4. Précisions sur la concomitance entre flexibilités réseaux et participation au mécanisme d'ajustement

MA8.4.1 Contexte

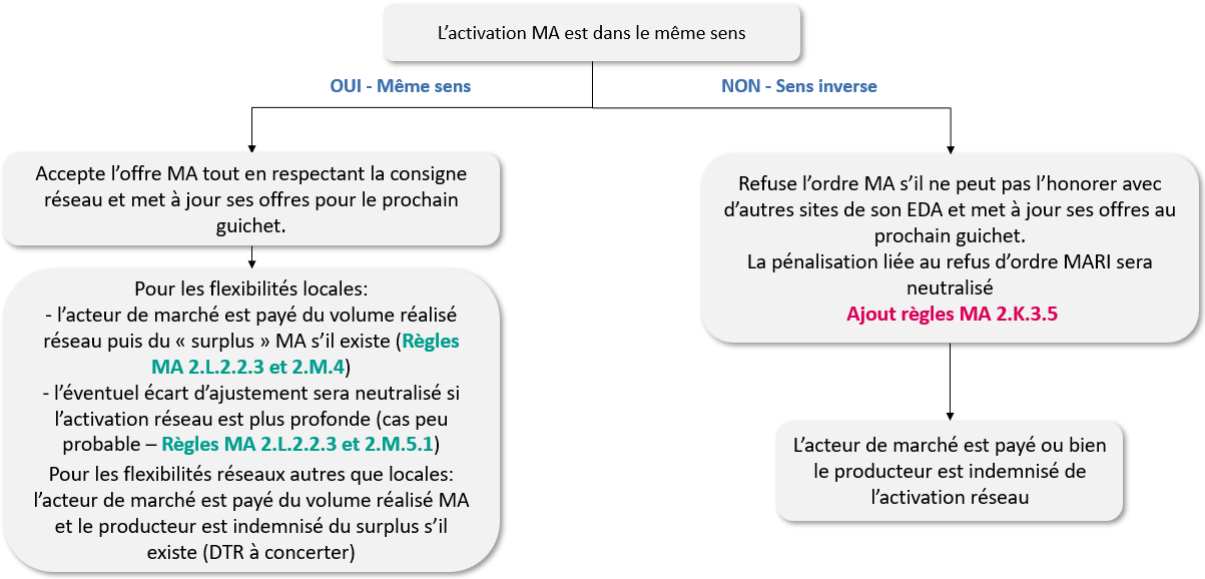
La participation simultanée d'un site aux services de flexibilités locales et au MA est déjà possible aujourd'hui avec le même acteur de marché. Un acteur de marché participe volontairement à ces deux mécanismes et doit donc adapter sa participation à l'un des mécanismes (redéclaration des offres, refus d'ordre) en fonction des activations sur l'autre mécanisme. Des éléments sur ces activations simultanées et leurs traitements back office sont déjà présents dans les règles actuelles mais des précisions sont manquantes, notamment lors d'ordres d'activation en sens inverse. Par ailleurs, il convient également de préciser les règles de priorisation en cas de concomitance entre participation au MA et activation de flexibilités réseaux autres que locales, à savoir les limitations de production demandées directement aux producteurs dans le cadre de leur Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou de Transport.

MA8.4.2 Proposition de RTE

RTE propose d'apporter des précisions, notamment sur le comportement à adopter par les acteurs et les producteurs lors d'activations concomitantes. Deux situations sont possibles :

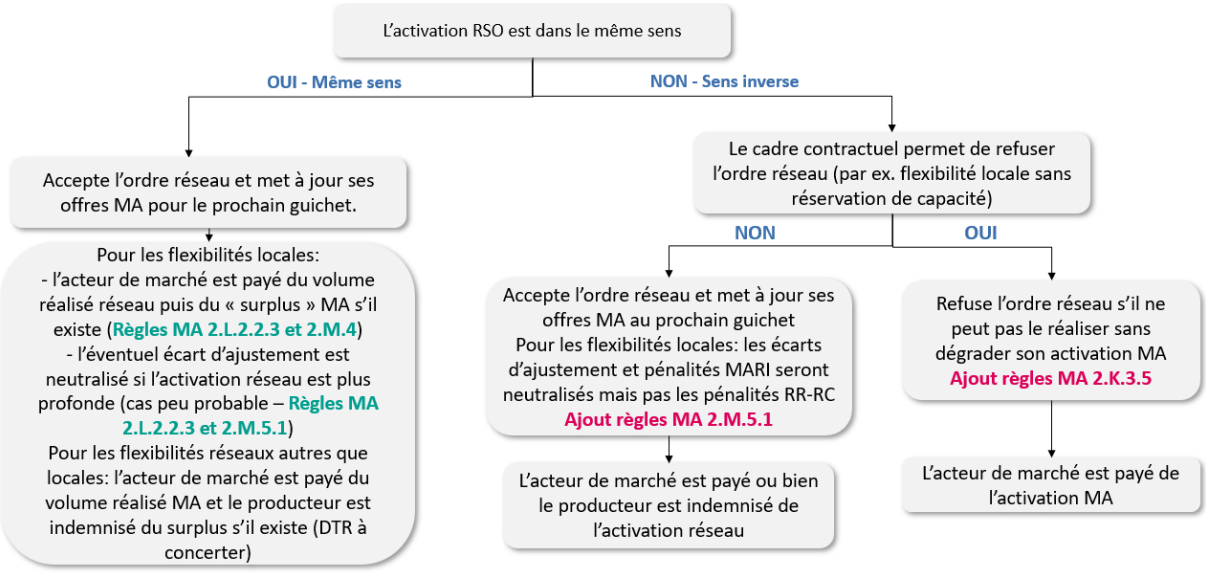
- Type de situation 1 : Activation d'une flexibilité réseau avant l'activation MA

Le producteur est en train de mettre en œuvre un ordre réseau reçu dans le cadre de son contrat d'accès au réseau ou bien préalablement accepté par son acteur de marché dans le cadre d'une flexibilité locale, dans les deux cas l'acteur de marché doit mettre à jour ses offres sur le MA au prochain guichet pour prendre en compte cet ordre réseau. Si une activation MA arrive avant le prochain guichet :



- Type de situation 2 : Activation MA avant l'activation d'une flexibilité réseau

Le producteur est en train de mettre en œuvre un ordre MA préalablement accepté par son acteur de marché et un ordre réseau est envoyé soit à l'acteur de marché en cas de flexibilité locale soit directement au producteur en cas de flexibilité réseau autre que locale :



A noter que pour les flexibilités locales, les éventuelles pénalités RR-RC ne sont pas neutralisées car l'acteur s'est délibérément engagé en capacité sur les deux mécanismes donc il doit être incité à prévoir une alternative en cas d'activation concomitante pour respecter son engagement auprès de RTE sans impacter la sûreté système.

MA8.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé à clarifier le périmètre des concomitances entre le MA et les flexibilités réseaux. A cet effet, RTE a précisé dans le rapport d'accompagnement et dans les règles de marché (article 2.K.3.5) que les règles de priorisation des ordres d'activation sont applicables pour tout type de flexibilité réseau, aussi bien les flexibilités locales issues d'un appel au marché que les limitations de production demandées directement aux producteurs dans le cadre de leur Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou de Transport.

A noter que pour les concomitances entre le MA et les limitations de production demandées directement aux producteurs, l'acteur d'ajustement sera rémunéré de son activation sur le MA. Pour ce qui est de l'indemnisation à verser au producteur, les règles définies dans la documentation technique de référence évolueront prochainement pour prendre en compte l'activation MA afin de ne pas rémunérer deux fois la même énergie.

MA8.5. Alignement de formulation avec le chapitre 5 relatif au mécanisme NEBCO (ex-NEBEF)

MA8.5.1 Contexte

Suite à la consultation de février à mars 2025 du projet de règles NEBEF, ce mécanisme NEBEF évolue pour intégrer les modulations de consommation. Son appellation change pour refléter cette évolution et devient NEBCO, pour Notification Echanges de Blocs de Consommation. De plus, ce mécanisme est introduit dans les Règles de Marché harmonisées en tant que chapitre 5.

Il a également été concerté une modification du dispositif d'envoi des courbes de charges de sites GRD, afin d'adapter le volume de courbes envoyées. Cette évolution ne donne pas lieu à une nouvelle rédaction dans le chapitre 2, en cohérence avec le chapitre 5.

Une modification rédactionnelle liée à la qualification pour le profilé a été apportée en cohérence avec le chapitre 5, afin de préciser que seuls les sites dont les comptages GRD ne permettent pas de transmettre de courbe de charge peuvent donner lieu à un envoi de données par l'Acteur d'Ajustement et donc une demande de qualification pour le profilé.

Deux autres amendements rédactionnels ont été apportés concernant la gestion de périmètres au paragraphe 2.F.

MA8.5.2 Proposition de RTE

La mention au mécanisme NEBEF a été remplacée soit par la nouvelle dénomination NEBCO ou par la mention directement au chapitre 5 des Règles de Marché.

Les articles 2.E.3 et 2.E.3 ont été modifiés pour inclure la mention à l'absence de compteur communicant GRD.

L'article 2.F.3.3.2 inclut une précision sur la date de prise en compte au plus tard des demandes d'évolutions de site au sein d'une EDA.

L'article 2.F.3.2.3.3 précis que la demande de communication de l'accord entre un Acteur d'Ajustement et un site peut être réalisé à tout moment, lorsque le GR le demande pour vérifier la présence effective de ce dernier.

MA8.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur s'est positionné en faveur des modifications apportées avec une demande de complément sur la qualification sur le profilé.

RTE propose de prendre en compte les précisions demandées sur la qualification pour le profilé aux paragraphes 2.E.3 et 2.E.3.1, en alignement avec le chapitre NEBCO.

Des demandes complémentaires ont été réalisées sur l'alignement NEBCO/MA :

- Elargissement du modèle d'accord site NEBCO pour la participation au MA (Annexe 0.A7)
- Harmonisation MA et NEBCO de l'annexe 0.A8 de déclaration du fournisseur pour les sites CARD

Ces demandes seront instruites dans le cadre de la concertation des règles de marché v3.

MA9. Définition et utilisation de produits spécifiques

MA9.1. Contexte

Conformément aux dispositions de l'article 26 du règlement (UE) 2017/2195 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage (EBGL), RTE soumet à la Commission de Régulation de l'Energie une proposition concernant la définition et l'utilisation de produits spécifiques pour l'énergie d'équilibrage et la capacité d'équilibrage.

L'utilisation de ces produits d'équilibrage spécifiques fait l'objet d'une demande de dérogation en application de l'article 6, paragraphe 14 du Règlement électricité et de l'article 26 du Règlement EBGL, qui devra être approuvée par la CRE.

Ainsi, RTE sollicite l'approbation de la CRE pour le maintien de produits d'équilibrage spécifiques activés au niveau local, non échangés avec d'autres gestionnaires de réseau de transport. Cette proposition vise à encadrer leur définition et leur utilisation, dans un souci de sécurité d'exploitation, d'efficacité économique et de cohérence avec le cadre européen de l'équilibrage.

MA9.2. Proposition de RTE

L'article 26 du règlement EBGL prévoit que chaque GRT peut définir et utiliser des produits spécifiques d'équilibrage, sous réserve de :

- Justifier leur nécessité lorsque les produits standard sont insuffisants
- Définir les mesures permettant d'en minimiser l'utilisation
- Garantir que ces produits ne créent pas de distorsions de marché

Ces produits s'inscrivent dans un cadre complémentaire aux plateformes européennes d'équilibrage (MARI pour les produits de mFRR, PICASSO pour l'aFRR).

a) Définition des produits spécifiques et période d'utilisation

Un produit spécifique correspond à une offre d'ajustement spécifique dont les conditions d'utilisation ne respectent pas les caractéristiques du produit standard MARI.

À ce stade, le maintien des produits spécifiques est envisagé :

- Tant que le gisement de produit standard ne sera pas suffisant pour couvrir les besoins d'équilibrage
- Et a minima jusqu'à la connexion complète à la plateforme MARI

b) Insuffisance des produits standards

La nécessité de conserver des produits spécifiques repose sur plusieurs constats :

- L'appel à contributions lancé en avril 2024 a mis en évidence que le gisement de produits standards reste insuffisant pour répondre à l'ensemble des besoins d'équilibrage identifiés par RTE. Par ailleurs, certains actifs présentent des contraintes techniques incompatibles avec les caractéristiques du produit standard, ce qui les empêche de participer de facto au marché standard.
- L'activation au fil de l'eau demeure indispensable pour la gestion en temps réel des aléas du système électrique. L'arrêt complet de l'utilisation des produits spécifiques, sans équivalent disponible et activable via MARI DA, compromettrait la sécurité d'exploitation.

c) Mesures de réduction de l'utilisation des produits spécifiques

RTE met en œuvre plusieurs mesures pour réduire au minimum le recours aux produits spécifiques :

- Pour chaque quart d'heure de livraison, l'utilisation des produits standards sera priorisée, les produits spécifiques n'étant mobilisés qu'en complément si l'activation de produits standards n'est pas suffisante.
- La philosophie générale de RTE vise à renforcer la visibilité des acteurs quant aux investissements nécessaires pour que leurs actifs respectent les caractéristiques standards de la plateforme MARI. Ainsi RTE s'est orientée vers une logique de pénalisation financière en cas de non-respect des critères de conformité, plutôt qu'un processus de déqualification afin de garantir une participation continue des acteurs sur ce marché sans risque d'exclusion.
- La création d'un nouveau produit capacitaire de mFRR qui a pour objectifs de :

- Faire émerger des nouveaux produits mFRR compatibles avec les contraintes d'utilisation sur la plateforme MARI
- Adapter les volumes contractualisés en FRR aux besoins d'équilibrage de RTE
- Assurer une rente capacitaire pour ces actifs

Toutes ces mesures incitent les acteurs de marché à privilégier le marché standard au marché spécifique, permettant ainsi à RTE de limiter à terme l'utilisation des produits spécifiques.

d) Règles de conversion des offres spécifiques en offres standards

RTE n'envisage pas de conversion automatique des offres spécifiques en offres standard. Les offres standards sont des offres explicites à la main des acteurs de marché.

e) Processus de conversion et liste de préséance économique commune

Comme mentionné au point précédent, aucun processus de conversion des produits spécifiques vers les produits standard n'est prévu.

f) Absence de distorsions de marché

Les produits spécifiques ne créent ni inefficacité ni distorsion significative sur le marché de l'équilibrage. Bien qu'ils coexistent avec les produits standards, ces deux types de produits ont des caractéristiques techniquement distinctes. De plus, ces deux produits répondent à des logiques différentes de rémunération et d'activation : pay-as-bid pour les produits spécifiques, pay-as-clear pour les produits standards, avec une activation privilégiée sur la plateforme MARI pour ces derniers. En complément, le marché standard permet aux acteurs de marché de bénéficier de plus d'opportunités d'activation, leurs offres pouvant être mobilisées pour des besoins d'équilibrage autres que ceux de RTE.

Ces différences garantissent que l'existence de produits spécifiques ne perturbe pas le fonctionnement du marché standard. De plus, les mécanismes en place incitent naturellement les acteurs à privilégier le marché standard, limitant ainsi l'impact des produits spécifiques sur le fonctionnement global du marché d'équilibrage.

L'ensemble de ces exigences feront l'objet d'un réexamen tous les deux ans afin de vérifier la pertinence de l'utilisation des produits spécifiques, conformément à l'article 26(2) du règlement EBGL.

Section relative aux évolutions du **Dispositif de Responsable d’Equilibre**

Chapitre 3 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

RE1. EVOLUTION DU CALENDRIER DE NOTIFICATIONS ET MISES EN DEMEURES DES GAPD ET DL 84

RE1.1. Contexte 84

RE1.2. Proposition de RTE pour la consultation 84

RE1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 84

RE2. PASSAGE A UNE MISE EN DEMEURE ELECTRONIQUE 84

RE2.1. Contexte 85

RE2.2. Proposition de RTE pour la consultation 85

RE2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 85

RE3. EVOLUTION DU DELAI DE PREVENANCE DU COEFFICIENT K 85

RE3.1. Contexte 85

RE3.2. Proposition de RTE pour la consultation 86

RE3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 86

RE4. MODALITES OPERATIONNELLES DE LA DERNIERE RECONCILIATION TEMPORELLE – RT21 86

RE4.1. Contexte 86

RE4.2. Proposition de RTE pour la consultation 86

RE4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 87

RE5. FIN DE LA FACTURATION DU RE LORS D'ACTIVATION DE FLEXIBILITES RESEAU SOUS OBLIGATION D'ACHAT 87

RE5.1. Contexte 87

RE5.2. Proposition de RTE pour la consultation 88

RE5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 88

RE6. ORIENTATIONS RELATIVES AUX MODALITES DE FINANCEMENT D'UNE PARTIE DES COUTS DE CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE FRR PAR LES RE 89

RE6.1. Exposé des motifs 89

RE6.2. Répartition des coûts entre utilisateurs de réseaux et RE 90

RE6.3. Méthodes de recouvrement par les RE 91

RE6.4. Modalités de mise en œuvre 93

RE6.5. Synthèse des retours à la consultation 94

RE7. HARMONISATION DU CADRE DES FLEXIBILITES RESEAU 94

RE7.1. Contexte 94

RE7.2. Proposition de RTE pour la consultation 94

RE7.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 94

RE8. NOUVELLES PUBLICATIONS DE DONNEES RELATIVES A LA PARTICIPATION DES SITES INJECTION ET STOCKAGE STATIONNAIRE AU MA ET AUX SSYF 95

RE8.1. Contexte 95

RE8.2. Proposition de RTE pour la consultation 95

RE8.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 96

RE9. EVOLUTION DU CALCUL DE LA COURBE DE CHARGE TELERELEVEE DE CONSOMMATION DU PERIMETRE-RPD 96

RE9.1. Contexte 96

RE9.2. Proposition de RTE pour la consultation 96

RE9.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 97

RE10. AMENDEMENTS REDACTIONNELS DIVERS 97

RE10.1. Durée de la consultation 97
RE10.1.1. Contexte 97
RE10.1.2. Proposition de RTE pour la consultation 97
RE10.1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 97

RE10.2. Rappel et mise à jour relatifs à l'évolution de la terminologie liée aux règles NEBCO 97

RE1. Evolution du calendrier de notifications et mises en demeures des GAPD et DL

RE1.1. Contexte

Tout RE doit justifier d'une Garantie à première demande pour contractualiser et maintenir un Accord de participation aux Règles RE avec RTE. Généralement, les banques accordent des Garanties à première demande d'une durée d'un an, ou plus récemment des Garanties avec clause de reconduction tacite (dites clauses « Evergreen »). RTE est donc particulièrement vigilant quant au suivi du renouvellement des Garanties et Dépôts de Liquidités lorsqu'elles arrivent à expiration. Un processus de notification et d'envoi de mises en demeure par RTE aux RE dont la Garantie ou le Dépôt de Liquidités arrive à expiration est ainsi décrit aux articles 3.O.3 et 3.O.8 des Règles.

Avant chaque date d'expiration d'une Garantie à première demande :

- J-120 avant la date d'expiration de la Garantie : une Notification est adressée au RE ;
- J-60 avant la date d'expiration de la Garantie : une mise en demeure de renouveler sa Garantie est adressée au RE par LRAR.

Avant chaque date d'expiration d'un Dépôt de Liquidités :

- J-60 avant la date d'expiration du Dépôt de Liquidités : notification adressée au RE ;
- J-30 avant la date d'expiration du Dépôt de Liquidités : une mise en demeure de renouveler son Dépôt de Liquidités adressée au RE.

Le calendrier actuel de notification et mise en demeure n'est pas optimal, car il ne permet pas de cibler avec précision les RE ayant du retard dans le renouvellement de leur Garantie à première demande ou Dépôt de liquidité.

RE1.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'optimiser et d'harmoniser les calendriers de notifications et mises en demeure adressées aux RE en vue du renouvellement de leurs Garanties à première demande et Dépôts de Liquidités. En tenant compte des retours exprimés par les RE lors de la concertation RE v2, la proposition d'évolution est la suivante :

Avant chaque date d'expiration d'une Garantie à première demande ou Dépôt de Liquidités :

- J-90 avant la date d'expiration de la Garantie ou du dépôt : notification adressée au RE ;
- J-30 avant la date d'expiration de la Garantie ou du dépôt : mise en demeure de renouvellement adressée au RE.

RE1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur s'est exprimé sur cette évolution, exprimant son accord sur les modifications de calendrier de notification proposées. RTE maintient donc sa proposition initiale.

RE2. Passage à une mise en demeure électronique

RE2.1. Contexte

Dans la logique de la proposition précédente, RTE propose d'adresser les mises en demeure aux RE par voie électronique, via l'utilisation d'un dispositif sécurisé d'envoi de recommandés électroniques. **Il ne s'agit pas d'une évolution décrite dans le chapitre 3 des Règles de marché mais d'une évolution de processus opérationnel.**

RE2.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de faire évoluer le processus d'envoi des mises en demeure par voie postale pour disposer d'un système sécurisé et conforme aux réglementations en vigueur, permettant l'envoi et la gestion de mises en demeure par voie électronique. Ce dispositif devra garantir la traçabilité, l'accusé de réception, et avoir une valeur juridique équivalente à celle des mises en demeure envoyées par courrier recommandé.

RE2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux retours ont été reçus concernant cette proposition d'évolution. Aucune opposition de la part des acteurs, mais une demande de précision concernant les modalités de ces envois électroniques, sur le périmètre concerné et sur les destinataires des mails.

RTE précise que le passage à des mises en demeure électroniques ne concerne à date que les mises en demeure émises dans le cadre de la sécurisation financière, c'est-à-dire liées au renouvellement de la Garantie à première demande ou du Dépôt de Garantie.

Cependant à terme, RTE envisage effectivement des solutions de mise en demeure électroniques avec accusés de réception pour l'ensemble des courriers adressés aux acteurs.

Concernant les adresses électroniques destinataires des mises en demeure électroniques, les adresses utilisées par défaut sont les contacts actuels de RTE tels que désignés sur les AP-RE. Les acteurs sont invités à contacter leur CRC pour communiquer l'adresse à laquelle ils souhaitent recevoir les mises en demeure électroniques.

RE3. Evolution du délai de prévenance du coefficient k

RE3.1. Contexte

Depuis le 1er janvier 2023, le solde du Compte Ajustements-Ecarts est piloté de manière dynamique. Le pilotage repose sur la définition d'une fonction à même de répondre au double objectif de minimiser l'amplitude de variation du solde et de minimiser la volatilité du coefficient « k », tout en gardant la possibilité d'anticiper la variation de ce coefficient. Cette fonction est constituée de plusieurs paramètres dont les valeurs sont approuvées par la CRE sur la base d'une proposition de RTE. Sur la base de cette fonction, la valeur définitive du coefficient « k » pour un mois donné est calculée de manière ex ante et à une fréquence mensuelle. Plus concrètement, à chaque fin du mois M (par exemple fin mars 2023), le coefficient « k » applicable pour le mois M+3 (en juin 2023 selon l'exemple), est calculé sur la base du solde cumulé constaté à la fin du mois M pour la période allant jusqu'au mois M-1 inclus (février 2023 selon l'exemple).

Le délai de prévenance initialement fixé à trois mois avait pour objectif de permettre aux RE une appropriation progressive du nouveau mode de pilotage dynamique du solde du Compte Ajustements-Écarts (CAE).

Depuis la mise en œuvre de ce dispositif, les variations du solde CAE observées sont restées contenues, sans atteindre les seuils critiques définis par les paliers S1 et S2 de la fonction de calcul du coefficient « k ». Cela témoigne d'une certaine stabilité du système, mais laisse entrevoir un potentiel d'optimisation.

RE3.2. Proposition de RTE pour la consultation

Dans cette optique, RTE propose d'améliorer la réactivité du pilotage en réduisant le délai de prévenance de 3 à 2 mois. Ce levier, simple à mettre en œuvre et peu coûteux, permettrait de mieux anticiper les évolutions du solde CAE et de limiter les amplitudes de variation du coefficient « k », tout en conservant la robustesse du dispositif actuel.

RE3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, 3 acteurs se sont exprimés concernant cette proposition d'évolution. Aucune opposition de la part de ces acteurs, néanmoins 2 acteurs indiquent que cette proposition d'évolution ne doit pas être prioritaire dans les chantiers SI RTE au regard de son impact limité.

RTE précise que cette proposition fera simplement l'objet d'un paramétrage dans son SI et n'induira par conséquent pas de chantier SI conséquent. RTE maintient donc sa proposition initiale.

RE4. Modalités opérationnelles de la dernière Réconciliation temporelle – RT21

RE4.1. Contexte

Avec la mise en place du système cible, les processus historiques de la reconstitution des flux sur le RPD (processus écarts et réconciliation temporelle) ont fusionné depuis le 5 octobre 2024. Cette fusion marque la disparition de la réconciliation temporelle à compter de cette date d'application. La dernière RT, la RT21, portera sur une période tronquée couvrant la période du 1er juillet 2024 au 4 octobre 2024 (Période RécoTemp A'). Cette RT ne portant pas sur une année complète, les dates opérationnelles de mise à disposition des données par les GRD, de demandes de révisions par les RE et les GRD et de calculs et publication par RTE doivent être redéfinies.

RE4.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'adapter les modalités opérationnelles de la RT21 et de les inscrire dans les différents articles du chapitre 3 des règles de marché relatifs à la Réconciliation Temporelle, afin de prendre en compte les spécificités de cette RT tronquée. En ce sens, plusieurs dates relatives à la Période RécoTemp A' viennent se substituer aux dates de la Période historique RécoTemp A allant du 1er juillet A au 30 juin A +1.

Les nouvelles échéances proposées sont les suivantes :

Evènements	Échéances réglementaires

Fin d'envoi des données M+14 par le GRD ***Publication des données par RTE***	Avant le 15ème jour de M+14 pour M Le 15ème jour de M+14 pour M
Date limite des réclamations RE	Avant le 15 janvier A+2
Date limite de réponse du GRD au RE	Avant le 10 février A+2
Date limite d'envoi des révisions par les GRD à RTE	Avant le 15 février A+2
Calcul RTE	Entre le 16 février et mars A+2
Publication et facturation aux RE par RTE	Au plus tard le dernier jour du mois de mars de l'année A+2

RE4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, 3 acteurs se sont exprimés dont 2 qui ont remonté le besoin de prolonger le délai possible de contestation pour les RE dans le cadre de la dernière RT tronquée. Un troisième acteur a proposé de supprimer la limite de contestation.

RTE précise que le délai de contestation pour la dernière RT est en phase avec les délais des RT précédentes. Le délai proposé pour la RT tronquée est analogue aux RT précédentes et n'a pas été raccourci. RTE maintient donc sa proposition initiale.

En marge des propositions liées aux modalités de la réconciliation temporelle et en raison de la disparition de cette dernière (avec l'arrivée du système cible), 3 acteurs se sont exprimés pour un allongement du délai de contestation des données M+6. Cette proposition n'ayant pas été abordée au cours du cycle de concertation des règles v2 et compte-tenu des impacts réglementaires pour les différents acteurs, RTE propose de mettre cette évolution à l'ordre du jour du prochain cycle de concertation v3.

RE5. Fin de la facturation du RE lors d'activation de flexibilités réseau sous obligation d'achat

RE5.1. Contexte

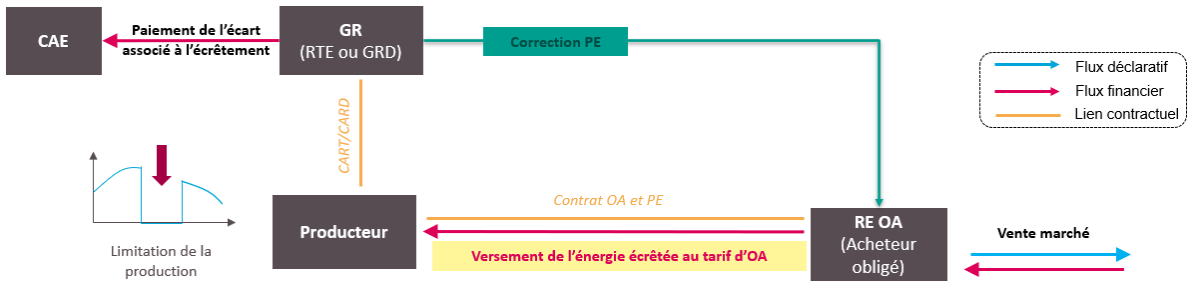
L'article 175 de la loi finance 2025[8] modifiant les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération prévoit que le volume d'électricité résultant d'une correction de périmètre d'équilibre en application des méthodes mentionnées à l'article L. 321-14 du code de l'énergie, soit pris en compte pour :

[8] *Légifrance - Publications officielles - Journal officiel - JORF n° 0039 du 15/02/2025*

- le calcul de la production rémunérée au producteur au titre du contrat d'obligation d'achat (paragraphe III.B) ;
- le calcul du complément de rémunération versé au producteur au titre du contrat de complément de rémunération (paragraphe IV.B).

Ces dispositions s'appliquent entre autres aux flexibilités réseau RPD et RPT et impliquent une modification des flux financiers prévus entre les producteurs sous OA et en CR, les gestionnaires de réseau et les responsables d'équilibre lors de correction de Périmètre d'Equilibre. Concernant le RPT les nouveaux schémas de flux seront mis à jour dans l'article 7.7 de la DTR et dans le CART-P (nouvelle version de ces 2 documents prévue pour début 2026).

Une de ces évolutions de flux concerne directement les RE de parcs sous obligation d'achat. En effet dans le cas des écrêtements de producteurs sous obligation d'achat, le versement financier entre le responsable d'équilibre et le gestionnaire de réseau prévu à l'article 3.M.6 des règles de marché v1 ne sera plus nécessaire lorsque les dispositions de l'article 175 de la loi finance entreront en application. Le producteur sera directement rémunéré par son acheteur obligé/RE de l'énergie écrêtée comme présenté sur la figure ci-dessous :



Flux entre les acteurs lors de correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités réseau sous OA

Ces dispositions sont à appliquer pour l'énergie produite après le 31 décembre 2025, conformément à un arrêté détaillant les modalités d'application de l'article 175 de la loi finance 2025, cet arrêté sera à priori publié fin juin/début juillet 2025.

RE5.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de mentionner aux article 3.M.6, 3.N.3.2 et 3.R.2.10 que les activations de flexibilité réseau sous obligation d'achat à partir du 1er janvier 2026 ne donneront pas lieu à un versement financier entre responsable d'équilibre et gestionnaire de réseau. Cette date correspond à la date d'application des principes de l'article 175 de la loi finance 2025 précisé dans un arrêté qui sera à priori publié fin juin/début juillet 2025.

RE5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les acteurs sont favorables à cette proposition, cependant comme le fait remarquer un acteur elle n'est plus d'actualité du fait d'une évolution du périmètre de l'article 175 de la loi finance 2025. Suite aux différents échanges entre RTE, Enedis, EDF OA, la CRE et la DGEC sur l'application de cet article, ses dispositions ne s'appliquent désormais plus à toutes les flexibilités réseau mais seulement aux activations MA, SSy et aux Flexibilités Locales (appel au marché pour résoudre des congestions du réseau Enedis).

Ce périmètre est précisé dans l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025.

Ainsi les flux financiers entre les RE OA et RTE liés aux activations de Flexibilités Réseau hors Flexibilité Locales restent inchangés. Les modifications initialement apportées sont supprimées et la non-application de ce flux financier aux Flexibilité Locales est ajoutée aux paragraphes 3.M.6 et 3.R.2.10.

RE6. Orientations relatives aux modalités de financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les RE

RE6.1. Exposé des motifs

RTE a présenté le 22 novembre 2024, en Commission d'Accès au Marché, sa feuille de route Equilibre Offre-Demande Cible 2030. Les études de RTE relatives à la Transformation du Système Electrique mettent en lumière que les besoins en flexibilités d'équilibrage augmenteront relativement peu à l'horizon 2030 et 2035 par rapport aux besoins en flexibilités structurelles, régulières et dynamiques, qui représenteront plusieurs GW d'ici 2030. 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 ces types de flexibilités en amont de la fenêtre opérationnelle de RTE via les marchés de gros, ces besoins se reporteront sur l'équilibrage opéré par RTE. Si les écarts de RE sont trop significatifs, RTE devra 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 par RTE et pour le moment répercutés aux utilisateurs du réseau (consommateurs principalement) via le TURPE. Au global, cela coûtera dans l'ensemble plus cher à la collectivité. 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 à la fois les flexibilités régulières et dynamiques, afin de s'équilibrer au mieux en entrée de la fenêtre opérationnelle. Ainsi, il apparaît nécessaire de s'interroger sur les leviers financiers pour inciter les RE à utiliser le temps de rééquilibrage qui sera dorénavant à leur main au lieu de celle de RTE. Associer les RE au portage du coût des réserves permettra de disposer d'un mécanisme incitatif, et ainsi optimiser le coût des réserves à l'avenir pour la collectivité tout en contribuant à la sécurité de l'équilibrage du système électrique.

Cette mesure poursuit deux objectifs principaux :

1. La réduction des déséquilibres en entrée de Fenêtre Opérationnelle, dans un contexte de passage à un délai de neutralisation de 30 minutes. L'objectif est de responsabiliser davantage les RE en cas d'écarts, en les exposant à la part des surcoûts de contractualisation de FRR induits dus à leur déséquilibre.

2. La maîtrise du coût global de contractualisation de FRR, en incitant les RE : à proposer des offres sur les Appels d'Offres de aFRR et mFRR plus compétitives lorsqu'ils sont également Responsables de Réserve, et réduire leurs écarts, ce qui influencera positivement le futur dimensionnement des réserves.

Un Appel à Contributions a été lancé du 14 avril au 13 mai, afin de recueillir l'avis des RE sur deux points clés :

-La répartition des coûts entre utilisateurs de réseau et RE, incluant les modalités de calcul et les paramètres de fixation des taux ;

-Les modalités de recouvrement de ces coûts par les RE, notamment le choix de la grandeur d'indexation.

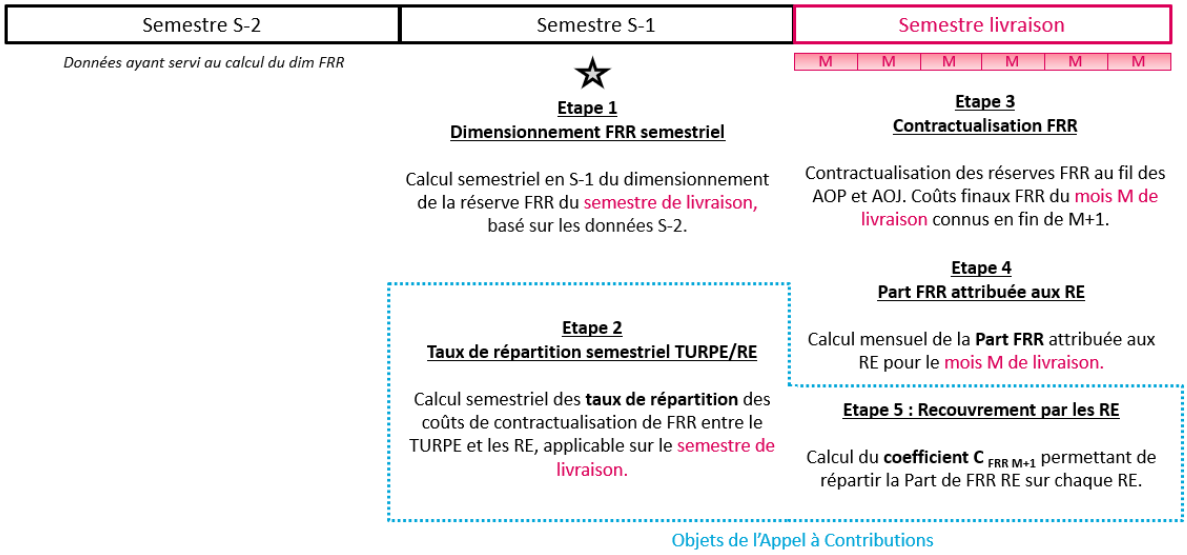


Schéma récapitulatif des différentes étapes et objets de l'Appel à Contributions

Certains acteurs ont exprimé leur réticence face à cette mesure de pénalisation supplémentaire des écarts, remettant en cause le principe même du transfert d'une partie des coûts des réserves FRR aux RE. Ils estiment que cette évolution n'est pas encore suffisamment justifiée et appellent à des études complémentaires de la part de RTE. D'autres acteurs n'ont soit pas pris position sur le fond, soit souligné les effets potentiellement vertueux de la mesure.

Lors du GT-RE du 19 mai, la CRE a annoncé le lancement prochain d'une consultation publique portant sur le fond de la mesure. Cette consultation, prévue entre le quatrième trimestre 2025 et le premier trimestre 2026, visera à déterminer si la proposition de transfert d'une partie des coûts de la FRR vers les RE répond aux objectifs précédemment mentionnés. En parallèle, RTE mènera des études complémentaires afin de documenter et de renforcer l'analyse des bénéfices attendus de cette évolution pour la communauté.

RE6.2. Répartition des coûts entre utilisateurs de réseaux et RE

La proposition de RTE en matière de répartition des coûts des réserves FRR s'appuie sur les facteurs ayant conduit à déterminer le besoin de dimensionnement. Elle repose sur le principe que le besoin de réserve FRR calculé pour combler la perte de l'aléa dimensionnant du réseau doit être financé par les utilisateurs de réseau (TURPE) et celui permettant de compenser le déséquilibre des RE, par les RE. La logique de surplus peut s'appliquer dans les deux sens, en comptabilisant en premier le volume de l'aléa dimensionnant (option A) ou celui du déséquilibre des RE (option B).

D'après les simulations des taux calculés aujourd'hui, l'option B entraînerait une répartition déséquilibrée, faisant peser l'ensemble des coûts de FRR sur les RE. RTE propose donc d'adopter l'option A comme méthode initiale de répartition, avec une clause de réexamen à l'horizon 2030, afin d'évaluer son impact sur le déséquilibre des RE et d'ajuster les taux de répartition en conséquence.

Les acteurs ayant répondu à cet Appel à Contributions se positionnent de manière unanime sur l'option A. Un acteur précise une condition, celle d'appliquer cette option à la réserve de mFRR seulement, soulignant que les coûts de capacité aFRR ne devraient pas être imputés aux RE, car les écarts pris en compte relèvent davantage de la volatilité des actifs ou d'aléas extérieurs que d'un comportement fautif ou d'une mauvaise prévision de leur part.

La détermination des taux TURPE/RE en fonction des pas de dimensionnement des réserves, par sens et par période de dimensionnement, garantit une répartition précise des coûts entre les utilisateurs de réseau et les RE. Toutefois, cette méthode requiert la publication de 48 taux par an, ce qui pourrait en réduire la lisibilité accordée aux financeurs. Certains paramètres pourraient être ajustés afin de rendre le mécanisme plus simple, plus clair et plus stable :

- ❖ Paramètre n°1. Distinction des taux par semestre
  - Option 1.1 : moyenne des taux sur deux semestres consécutifs
  - Option 1.2 : différenciation des taux par semestre

Concernant le paramètre n°1 relatif à la distinction des taux par semestre, une courte majorité des répondants se prononce en faveur d'une différenciation semestrielle, afin d'éviter le décalage dans la fixation des taux qu'impliquerait une moyenne sur deux semestres consécutifs.

- ❖ Paramètre n°2. Distinction des taux par sens
  - Option 2.1 : moyenne des taux à la Hausse et à la Baisse
  - Option 2.2 : différenciation des taux à la Hausse et à la Baisse

La majorité des RE ayant apporté une réponse à cette question indique préférer une différenciation des taux par sens, précisant qu'une moyenne des taux pourrait conduire à des incitations incohérentes.

- ❖ Paramètre n°3. Distinction des taux par pas de dimensionnement
  - Option 3.1 : moyenne journalière
  - Option 3.2 : différenciation des taux par pas de dimensionnement

La majorité des RE privilégie une moyenne des taux sur la journée (option 3.1) par soucis de lisibilité et simplification. Un acteur estime cependant que si un profil structurel est remarquable au cours de la journée, alors il pourrait être pertinent de différencier les taux par pas de dimensionnement pour répercuter les bons surcoûts à la communauté des RE.

RE6.3. Méthodes de recouvrement par les RE

Les coûts de contractualisation des réserves dépendent des résultats des appels d'offres et ne seront disponibles qu'à la fin du mois M+1 de chaque mois du semestre de livraison. La part RE pourra donc être calculée à partir de la fin du mois de livraison M+1.

Les parts RE pourraient être déterminées mensuellement en appliquant les taux aux coûts finaux de contractualisation de la FRR du mois de livraison des réserves. A noter qu'en fonction des options de paramètres choisis, ces taux peuvent être différenciés en fonction du semestre de livraison, du sens, et du pas de dimensionnement.

RTE propose de mettre en place un mécanisme incitatif visant à faire supporter aux RE la part du dimensionnement supplémentaire des réserves FRR dont ils sont à l'origine.

L'objectif est d'inciter les RE à mieux gérer l'équilibrage de leur périmètre, afin de limiter le déséquilibre global du système électrique et, par conséquent, de réduire le besoin en réserves. À terme, cette approche permettra d'optimiser les coûts pour la collectivité, avec des bénéfices qui devraient directement se refléter dans le taux de répartition appliqué aux RE.

Les différentes options envisagées portent toutes sur l'écart du RE :

- Option 1 : la Part RE du coût de contractualisation de FRR est proportionnellement répartie sur l'ensemble des écarts de RE, sans distinction de son sens ou impact sur le déséquilibre global.
- Option 2 : la Part RE du coût de contractualisation de FRR est proportionnellement répartie sur l'ensemble des écarts de RE allant dans la même tendance que le système électrique.
- Option 3 : la Part RE du coût de contractualisation de FRR à la Hausse (respectivement Baisse) est proportionnellement répartie sur l'ensemble des écarts de RE en tendance et négatifs (respectivement positifs).

La majorité des répondants recommande de faire porter le surcoût des réserves sur les écarts s'inscrivant dans la tendance du système électrique, jugeant cette approche plus juste et plus incitative. Un acteur juge cependant préférable et plus équitable de répartir ces coûts sur l'ensemble des écarts RE.

Concernant les échéances de facturation, certains acteurs expriment des réserves quant à un recouvrement à M+12. Plusieurs pistes pourront être explorées afin d'apporter des réponses adaptées à cette problématique.

A noter que le dispositif tel que conçu à date ne représentera pas systématiquement un coût supplémentaire pour les RE. En effet plusieurs cas de figure pourraient se présenter :

- si le déséquilibre causé par les RE est inférieur à l'aléa dimensionnant, la totalité des coûts de contractualisation des réserves FRR sera portée par le TURPE.
- dans le cas où les options 2 ou 3 présentées ci-dessus seraient retenues, les RE à l'équilibre ou dont l'écart est à contre-tendance ne porteraient aucun coût.

Une alternative aux trois options proposées consisterait à intégrer un critère de pénurie dans la période retenue pour la prise en compte des écarts des RE (option 1 bis, 2 bis et 3 bis). L'objectif serait d'imputer les coûts de contractualisation de la FRR aux RE présentant des écarts durant ces périodes de pénurie. Les RE sont partagés sur l'ajout du critère de pénurie. Certains y sont favorables, le jugeant cohérent et incitatif. D'autres expriment des réserves, soulignant un risque financier accru, potentiellement surévalué et répercuté sur les clients finaux. Un acteur alerte également sur le fait que cette modalité pourrait s'éloigner de l'objectif incitatif, en exposant à des coûts très élevés des RE pourtant rigoureux dans leurs prévisions, mais confrontés à des aléas de dernière minute qu'ils ne pouvaient anticiper.

RE6.4. Modalités de mise en œuvre

L'Appel à Contributions portait sur les orientations du financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les Responsables d'Équilibre. Il visait à recueillir leurs avis sur les aspects suivants :

- La répartition des coûts de contractualisation de la FRR entre les utilisateurs de réseau et les Responsables d'Équilibre, incluant la logique de calcul et les paramètres de fixation des taux ;
- Les modalités de recouvrement de ces coûts par les Responsables d'Équilibre, notamment le choix de la grandeur d'indexation des coûts.

Dans l'Appel à Contributions, la mise en œuvre cible de cette évolution est janvier 2028. Le but étant de bénéficier des fruits résultant de l'ajout de cette incitation financière adressée aux RE en amont de la mise en place effective de la mesure de réduction du délai de neutralisation pour ne pas mettre en risque l'équilibrage du système électrique. Sous condition d'approbation de la dérogation demandée par RTE à la CRE, la réduction du délai de neutralisation de 60 à 30 minutes serait effective en janvier 2029.

Des acteurs ont porté à la connaissance de RTE leurs inquiétudes au sujet de la date de mise en œuvre :

Un acteur propose une entrée en vigueur au 1er janvier 2029 afin de préserver l'équilibre économique des contrats 2028. Un autre privilégie 2030, précisant que la réduction du délai de neutralisation doit être un prérequis à la mise en place de cette mesure, pour permettre aux RE d'utiliser les leviers favorisant une meilleure qualité de l'équilibrage de leur périmètre d'équilibre. Un troisième appelle à une mise en œuvre progressive, conditionnée à plusieurs prérequis (passage au pas 15 minutes, appels d'offres trimestriels dès 2026, indicateurs incitatifs de programmation, nouvelle méthode de dimensionnement mFRR…), suggérant un calendrier postérieur à RE v3, avec possibilité de révision en cours de cycle sur la base de données consolidées.

Les lignes directrices issues de cette consultation sont intégrées dans le présent document, rapport d'accompagnement aux règles de marché v2, en tenant compte des contributions reçues.

Si la CRE approuve cette évolution via une délibération à l'issue de sa future consultation publique, celle-ci sera intégrée au chapitre 3 des règles de marché v3, dédié au Dispositif de Responsable d'Équilibre. La concertation de ce cycle permettra de préciser la répartition des coûts entre les utilisateurs du réseau et les Responsables d'Équilibre, ainsi que les modalités de recouvrement associées.

Enfin, les modalités spécifiques de mise en œuvre, incluant entre autres, les échéances de publication et de facturation, feront également l'objet d'une concertation dans le cadre du cycle 3 des règles de marché.

RE6.5. Synthèse des retours à la consultation

RTE rappelle que ce sujet de financement des réserves FRR n'a pas fait l'objet de modification des règles RE v2.

6 acteurs se sont exprimés sur ce sujet, et ont fait diverses remarques :

- Sur le principe de la mesure : responsabilité de RTE et des RE concernant les réserves, suffisance du niveau d'incitation actuel du signal prix aux RE, timing de la mesure par rapport aux évolutions de marché
- Sur les modalités de mise en œuvre : types de réserves à inclure dans la mesure (aFRR et/ou mFFR), méthode pour le recouvrement par les RE

RTE prend note de toutes ces remarques, la concertation se poursuivra dans le cycle des règles v3 et dans le cadre d'une consultation publique de la CRE prévue fin 2025/début 2026. Afin d'alimenter la concertation et la consultation publique, des études complémentaires ont été réalisées par RTE, notamment pour justifier l'intérêt que nous voyons dans cette mesure. Les résultats de ces études seront présentés dans un prochain GT fin 2025.

RE7. Harmonisation du cadre des Flexibilités Réseau

RE7.1. Contexte

Le cadre règlementaire de la correction des Périmètres d'Equilibre lors d'activation de Flexibilités Réseau RPD et RPT a évolué dans la v1 du Chapitre 3 des règles en introduisant la possibilité de corriger les Périmètres d'Equilibre des RE des activations à la baisse de Flexibilités Réseau RPT.

Dans un souci d'harmonisation, RTE propose d'introduire la possibilité de corriger les Périmètres d'Equilibre des RE des activations à la hausse de Flexibilité Réseau RPT, comme cela est possible pour les Flexibilités Réseau RPD.

Le cadre contractuel dans lequel la correction des Périmètres d'Equilibre des Flexibilités Réseau RPT à la hausse sera utilisée par RTE pourra être défini ultérieurement.

RE7.2. Proposition de RTE pour la consultation

Dans l'article « 3.L.5.1.3. Détermination de la correction du déséquilibre », l'extrait « l'énergie correspondant aux volumes résultant des activations à la hausse de Flexibilités Réseau RPT pour les Sites d'Injection du RE dans les cas où le Contrat d'Accès au Réseau de Transport le prévoit et conformément à celui-ci » a été ajouté dans la liste des termes à sommer pour déterminer la correction à la hausse du Périmètre d'Equilibre.

RE7.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucune opposition de la part des acteurs qui se sont exprimés lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE8. Nouvelles publications de données relatives à la participation des sites injection et stockage stationnaire au MA et aux SSYf

RE8.1. Contexte

Dans le contexte de la croissance de la participation des sites de stockage stationnaire et des sites EnR aux Services Système fréquence et Mécanisme d'Ajustement, les Responsables d'Equilibre, les Acteurs d'Ajustement et les Responsables de Réserve ont partagé avec RTE leur souhait d'obtenir plus de données relatives à cette participation, notamment lorsque les sites sont agrégés au sein d'entité. L'objectif étant :

- De faciliter la répartition par le RE des rémunérations et facturations entre les sites ajustés ou participant aux SSYf de son portefeuille et ;
- De mieux intégrer le comportement de ces sites aux modèles de prévision de production et de consommation des RE.

RE8.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose donc de publier auprès des RE les volumes réalisés du MA et les énergies de réglage à la maille site des sites injection et stockage stationnaire de leur périmètre.

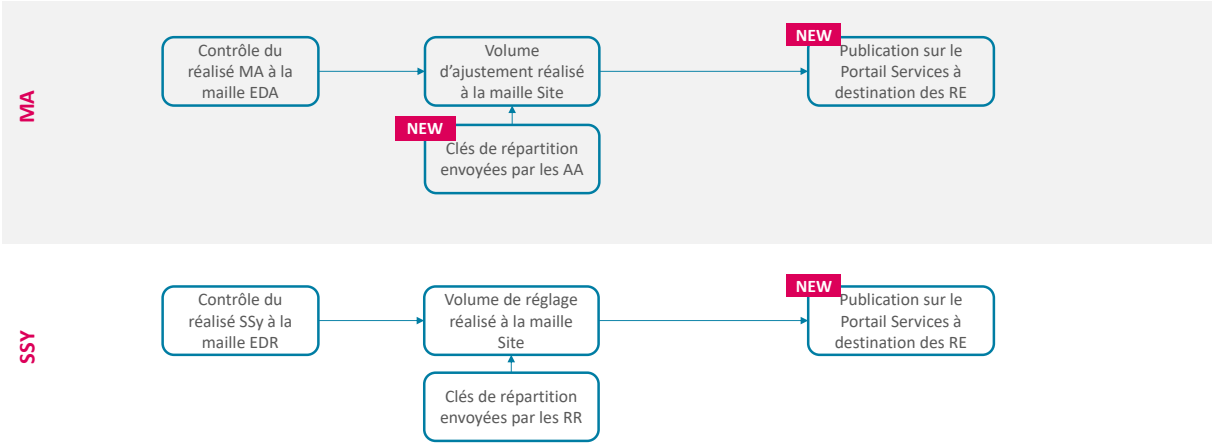
Ces volumes seront calculés par RTE de la sorte (sites injection et stockage stationnaire RPT et RPD) :

Pour le Mécanisme d'Ajustement :

- Le contrôle du réalisé du MA disponible en M+1 calcule le volume réalisé de **l'EDA.** Ce volume sert au back office MA et au calcul des écarts. – **Cela ne change pas.**
- Grâce aux clés de répartition envoyées par les Acteurs d'ajustement (voir MA4), RTE calcule le volume réalisé réparti par Site uniquement à des fins de publication.
- Parmi les destinataires de ces publications figurent les RE.

Pour les Services Système fréquence :

- Le contrôle du réalisé des SSYf calcule l'énergie de réglage réalisée à la maille de l'**EDR**. Ce volume sert au back office SSYf et au calcul des écarts. **– Cela ne change pas.**
- Grâce aux clés de répartition envoyées par les Responsables de Réserve (prévu à l'article 4.M.2.2 du Chapitre 4), RTE calcule déjà ces énergies réalisées à la maille site.
- Parmi les utilisations du résultat de ce calcul, RTE publiera cette énergie par site auprès des RE.



Publication des données d'ajustement et de réglage à la maille site

Ce besoin n'étant pas règlementaire, il ne s'accompagne pas d'évolution du Chapitre 3. Un calendrier de déploiement de ce nouveau service de publication sera présenté ultérieurement.

Par ailleurs, il est important de préciser que ce service de publication à la maille site ne se fait pas au détriment du service de publication à la maille EDR et EDA déjà mis en place pour les RE (API Speed Balancing), celui-ci sera maintenu.

RE8.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Certains acteurs ont demandé à RTE d'expliciter le calendrier de mise en œuvre de ce nouveau service notamment pour les sites sous OA et CR qui participent au MA.

RTE souhaite mettre au point la publication des données d'ajustement maille site pour les sites sous OA et CR en suivant le calendrier de mise en œuvre et la méthode décrits dans l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. De plus, RTE choisit de ne pas faire référence à l'arrêté dans les règles, considérant que l'arrêté est suffisamment auto portant et qu'il ne concerne pas l'entièreté des sites d'injection.

Pour le reste des sites injection et stockage, RTE maintient que la mise à disposition de ces volumes n'est pas règlementaire. Le calendrier sera détaillé ultérieurement et probablement adossé à celui des sites sous OA et CR.

RE9. Evolution du calcul de la Courbe de Charge Télérelevée de consommation du Périmètre-RPD

RE9.1. Contexte

Lors du GT SSYf du 12 février 2025, RTE a proposé d'ouvrir le modèle « corrigé » aux sites sous CARD-S participant aux SSYf. Cette évolution entrera en vigueur à partir d'une date pivot précisée dans les règles du chapitre 4 des règles de marché.

RE9.2. Proposition de RTE pour la consultation

Dans l'article « 3.R.2.6.1. Calcul de la Courbe de Charge Télérelevée de consommation », les mentions « plus, le cas échéant si le Site est au Modèle de Versement Corrigé, les volumes d'énergie de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence à la Hausse du Site » et « moins, les cas échéant, si le Site est au Modèle de Versement Corrigé, les volumes d'énergie de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence à la Baisse du Site » ont été ajoutées dans la liste des termes à sommer pour déterminer la Consommation Ajustée de chaque Site de Soutirage Télérelevé rattaché au réseau du GRD.

RE9.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a fait remarquer qu'en cohérence avec les règles MA et NEBCO, les énergies SSyf prises en compte dans le calcul de l'écart RE, en lien avec la date pivot SY24, devaient également être mentionnées dans les articles 3.L.1.8 et 3.L.3.1. Cet acteur a également indiqué qu'en application du modèle corrigé pour les énergies SSyf pour les sites de soutirage sous CARD-S, par cohérence avec le MA et NEBCO, une adaptation des chapitre 0.FT1.1.1, 3.R.2.6.1 et 3.R.2.6.1 devait être réalisée.

RTE précise qu'il n'est pas utile d'intégrer les données relatives aux énergies SSyf dans l'article 3.L.1.8 car elles font l'objet d'un paragraphe dédié, le 3.L.1.3. Quant aux autres propositions, RTE les accepte et apportera les corrections aux articles concernés.

RE10. Amendements rédactionnels divers

RE10.1. Durée de la consultation

RE10.1.1. Contexte

L'article 3.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

RE10.1.2. Proposition de RTE pour la consultation

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

RE10.1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucune opposition de la part des acteurs qui se sont exprimés lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE10.2. Rappel et mise à jour relatifs à l'évolution de la terminologie liée aux règles NEBCO

Comme présenté au cours du cycle de concertation, RTE rappelle qu'en accord avec le chapitre 5 des règles de marché, les terminologies associées au mécanismes NEBCO présentes dans le chapitre 3 des règles RE évoluent :

- Disparition des notions d' « Effacement » et de « Report » ;

- Introduction des notions de modulations de Consommations à la Baisse et à la Hausse.

Par ailleurs, en cohérence avec les évolutions du chapitre 5 des règles de marché, dans le cadre du processus unique écarts, la définition des volumes activés sur NEBCO sur les EDE profilées revenant aux Sites de Soutirage profilés a été mise à jour.

Section relative aux évolutions des **Services Système fréquence**

Chapitre 4 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AUX SERVICES SYSTEME FREQUENCE

SY1. HARMONISATION DE L'ACCORD-SITE ENTRE LE CHAPITRE 2 ET 4 103

SY1.1. Contexte 103

SY1.2. Proposition de RTE 103

SY1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 104

SY2. EVOLUTION DE L'APPEL D'OFFRES CAPACITAIRE DE RESERVE SECONDAIRE 104

SY2.1. Contexte 104
SY2.1.1. Interdiction de déposer des offres symétriques 104
SY2.1.2. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing 105

SY2.2. Proposition de RTE 105
SY2.2.1. Interdiction de déposer des offres symétriques 105
SY2.2.2. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing 105

SY2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 106

SY3. INTEGRATION DE LA NOTION DE TMINLER ET DE SON EVOLUTION A 30 MIN 106

SY3.1. Contexte 106

SY3.2. Proposition de RTE 107

SY3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 107

SY4. EVOLUTIONS CONCERNANT LA QUALIFICATION D'APTITUDE DES EDRS 108

SY4.1. Contexte 108

SY4.2. Proposition de RTE 108
SY4.2.1. Conditions d'éligibilité 108
SY4.2.2. Nouveau processus simplifié 109
SY4.2.3. Validation des performances et contrôle en fonctionnement réel 110

SY4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 110

SY5. CREATION D'UN CADRE DE PARTICIPATION AUX SSYF POUR LES ENR EN « P0 VARIABLE » 111

SY5.1. Contexte 111

SY5.2. Proposition de RTE 113
SY5.2.1. Estimation du productible 114
SY5.2.2. Étape de certification d'aptitude 115
SY5.2.3. Contrôle par RTE 116

SY5.2.4. Traitement des énergies de réglage 116
SY5.2.5. Exemple d'application 117

SY5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 119

SY6. EVOLUTION DU TRAITEMENT DES ENERGIES POUR LES SITES DE SOUTIRAGE RPD .. 120

SY6.1. Contexte 120

SY6.2. Proposition de RTE 121
SY6.2.1. Evolution du traitement des énergies pour les sites sous CARD-S 121
SY6.2.2. Evolution du traitement des énergies pour les autres sites de soutirage RPD 122

SY6.1. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 122

SY7. PRECISION DE LA DISPOSITION TRANSITOIRE 4.S.7 ET MODIFICATION DE L'ANNEXE 4 123

SY7.1. Contexte 123

SY7.2. Proposition de RTE 123

SY7.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 124

SY8. DISPOSITION TRANSITOIRE POUR LES EDRS DIFFUSES 125

SY8.1. Contexte 125

SY8.2. Proposition de RTE 125

SY8.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 126

SY9. AUTRES EVOLUTIONS 126

SY9.1. Durée de la consultation 126
SY9.1.1. Contexte 126
SY9.1.2. Proposition de RTE 126

SY9.2. Publication des énergies de réglage pour les sites de stockage stationnaire et injection 127
SY9.2.1. Contexte 127
SY9.2.2. Proposition de RTE 127
SY9.2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 127

SY9.3. Ajout d'un cas de retrait du certificat d'aptitude 127
SY9.3.1. Contexte et proposition de RTE 127
SY9.3.2. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 128

SY9.4. Mise à jour du temps d'activation (FAT) de la réserve secondaire 128

SY9.5. Mise à jour du calcul de l'indemnité associée au surcoût SSYf 128

SY9.6. Correction d'une erreur dans la formule de valorisation des offres d'énergie de réserve secondaires activées à la baisse en mode d'activation en préséance économique 128

SY9.7. Amendement rédactionnel de l'article 4.K.2.7.2.2 suite à la mise à jour de l'Accord de bloc Fréquence-Puissance 129

SY9.8. Clarification du paragraphe sur la sous-télémesure 129

SY9.9. Correction de la durée de réponse en puissance de l'Entité de Réserve 129

SY10. AUTRES RETOURS RELATIFS AUX SSYF 130

SY1. Harmonisation de l'accord-site entre le chapitre 2 et 4

SY1.1. Contexte

Les règles SSYf énoncent plusieurs cas où les données de comptage des sites réalisant des réserves peuvent être utilisées par RTE :

- Article 4.F.2.4.2 sur l'utilisation d'une sous-télémesure : « Des données complémentaires (données de comptage…) pourront être demandées par RTE. »
- Article 4.L.3.1 sur les modalités du contrôle de performance : « Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des données de comptage dont dispose RTE, des données échangées par les systèmes de téléréglage et de téléconduite (contrôle continu);
- 4.S.3 sur l'expérimentation relative à l'observabilité statistique : « Dans le cadre du retour d'expérience, RTE et les GRD pourront échanger des données de comptage pertinentes des Sites engagés. »

Or les données de comptage RPD ne sont pas incluses dans les données transmises par les GRD à RTE dans les règles SSYf. Lors de la consultation des règles v1 en octobre 2023, l'AdEeF avait proposé d'ajouter la possibilité de transmettre les données de comptage RPD dans le chapitre 4.

SY1.2. Proposition de RTE

Le prérequis à la transmission des données de comptage d'un site, des GRD à RTE, est l'existence d'un accord (« accord-site ») entre l'utilisateur du site et le responsable de réserve (RR).

Or dans les règles SSYf (4.F.2.4.1.2), contrairement aux règles MA (2.F.3.2.3.1), l'obligation d'avoir cet accord ne s'applique qu'aux sites de soutirage.

RTE propose alors d'appliquer cette obligation à tous les sites, dans le paragraphe 4.F.2.4.1.1, et d'introduire une date pivot pour la transmission des données compteurs RPD des GRD à RTE.

Le contenu de l'accord-site s'appliquant à tous les sites a été construit à partir du contenu pour les sites de soutirage et pouvant s'appliquer à tous les sites :

- Autorisation entre l'utilisateur et le RR pour faire participer le site aux SSYf
- L'engagement de l'utilisateur à ne pas avoir de contrat avec un autre RR
- Autorisation pour transmettre les données utiles à la fourniture et au contrôle des SSYf du site aux gestionnaires de réseau GR, dont la courbe de charge
- Autoriser RTE à accéder au site si besoin (audits)

Le document doit être signé par l'utilisateur et le RR. En cas de coexistence de plusieurs documents pour le même site, le document dont la signature est la plus ancienne fait foi.

L'accord-site n'est pas à transmettre systématiquement au GR. Le GR a la possibilité de le demander.

Concernant la transmission des courbes de charges par un GRD à RTE, RTE propose d'introduire une date pivot SY_{20} relative à la transmission des données de comptage de sites raccordés au RPD. Cette date est introduite aux articles 4.F.2.4.2 et 4.L.3.1.

SY1.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Plusieurs acteurs ont proposé une mutualisation du modèle de l'accord-site entre les chapitres des règles, en se référant à l'annexe 0.A7 portant sur la participation au chapitre 5 NEBCO. RTE adhère à cette proposition et propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché.

Un acteur a proposé l'ajout de la « convention de service de comptage » (CSC) dans les options possibles de contrats à établir par les groupes de production réalisant des SSYf sur un site de soutirage. RTE est en accord avec la proposition et ajoute en complément la définition de CSC dans les dispositions générales, ainsi que le numéro de CSC dans les références d'identification des sites dans le chapitre 2 (2.F.3.2.2.2) et chapitre 4 (4.F.3.1.1.2).

Finalement, un acteur a proposé une reformulation de plusieurs paragraphes afin de se référer à des termes définis dans les dispositions générales ou juridiquement acceptables. RTE a pris en compte une partie des formulations proposées.

SY2. Evolution de l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire

SY2.1. Contexte

SY2.1.1. Interdiction de déposer des offres symétriques

Dans la Délibération n°2025-29[9] de la Commission de Régulation de l'Energie du 22 janvier 2025 portant la communication sur la fin des offres symétriques, la CRE, rappelant le principe du règlement EB[10], a annoncé la fin des offres symétriques et le passage aux offres dissymétriques, pour les capacités de réserve secondaire, à compter de l'entrée en vigueur de la prochaine version des règles Services Système fréquence de RTE prévue pour le début de l'année 2026.

[9] Délibération de la CRE du 22 janvier 2025 portant communication sur la fin des offres symétriques pour les capacités de réserve secondaire

[10] L'article 32, paragraphe 3, du règlement EB dispose que « l'acquisition de capacités d'équilibrage à la hausse et à la baisse est réalisée séparément au moins pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement ». Ce principe a été réaffirmé dans le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « règlement électricité »). L'article 6, paragraphe 9, énonce que « les marchés sont passés séparément pour la capacité d'équilibrage à la hausse et pour la capacité d'équilibrage à la baisse, sauf si l'autorité de régulation approuve une dérogation à ce principe [...] ».

La CRE avait demandé à RTE dans sa délibération du 10 juin 2021 portant approbation des règles SSyf, ainsi que dans sa délibération du 29 février 2024 d'évaluer l'impact des offres symétriques sur les six premiers mois de l'appel d'offres portant sur les capacités de réserve secondaire. L'appel d'offres s'étant tenu sans interruption depuis le 18 juin 2024, RTE a présenté lors du GT du 18 décembre 2024 un retour d'expérience tandis que la CRE a également mené des entretiens informels avec les acteurs. Les conclusions du REX comme celles des entretiens figurent dans la délibération n°2025-29 et confirment que l'existence des offres symétriques induit des effets de bord indésirables et nuit au bon fonctionnement du marché de l'aFRR. Il en résulte l'interdiction de formuler des offres symétriques, offres que jusqu'à présent les acteurs pouvaient faire sous certaines conditions en liant entre elles une offre à la hausse et une offre à la baisse.

SY2.1.2. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing

La CRE a défini dans la délibération 2022-188[11] du 30 juin 2022 les conditions nécessaires au redémarrage de l'appel d'offres lesquelles sont reprises dans la Délibération 2024-18[12] du 25 janvier 2024 mettant fin à la Dérogation accordée à RTE pour la contractualisation de capacités de réserve secondaire et au titre desquelles figure « la mise en œuvre par RTE d'un algorithme amélioré ».

RTE et la CRE ont poursuivi depuis 2022 leurs analyses afin d'améliorer le fonctionnement de l'algorithme. Actuellement, l'algorithme de sélection des offres s'appuie sur une fonction objectif distincte de celle utilisée pour calculer les coûts payés par RTE. En conséquence, le prix établi à chaque pas de temps ne reflète pas toujours fidèlement les coûts réels associés à la satisfaction des besoins en réserve secondaire. Le prix payé par RTE sur certains pas de temps est trop élevé, il n'est pas directement corrélé à la tension de ce marché du fait de l'existence de liens temporels entre offres (offres dites offres bloc).

SY2.2. Proposition de RTE

SY2.2.1. Interdiction de déposer des offres symétriques

Le paragraphe : 4.H.4.2.2.1 « Offres de Capacité de Réserve Secondaire symétriques » devient obsolète, il est supprimé étant donné l'interdiction de déposer des offres symétriques à l'appel d'offres de capacité de réserve secondaire. Par conséquent, à compter de l'entrée en vigueur des règles, les offres symétriques seront rejetées par la plateforme.

SY2.2.2. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing

[11] Délibération de la CRE du 30 juin 2022 portant décision de dérogation pour la contractualisation de réserve secondaire

[12] Délibération de la CRE 2024-18 portant décision mettant fin à la dérogation pour la contractualisation de capacités de réserve secondaire

RTE et la CRE se sont mis d'accord sur l'ajout d'un module de pricing dans l'algorithme de l'appel d'offres de réserve secondaire. Son objectif est l'amélioration de la méthode de formation de prix à chaque pas de temps. Il intervient après l'actuel algorithme de sélection des offres, donc sans modifier la sélection des volumes retenus. Le module de pricing a été présenté en GT SSyf des 27 mars et 29 avril 2025. Il détermine un nouveau prix et a pour objectif de minimiser le coût payé par RTE et garantir un revenu positif à chaque acteur. Le paragraphe « 4.H.4.4.1 Modalités d'attribution » a été complété des formulations mathématiques ajoutées en post-traitement.

RTE a présenté les résultats de l'étude simulant la mise en œuvre de ce module sur les 6 premiers mois de fonctionnement de l'appel d'offres aFRR en 2024. Il en ressort que dans 85% des cas, le prix marginal en sortie du module pricing est le prix de l'offre la plus chère retenue sur le pas de temps. Dans 14% des cas, le prix marginal est le prix de l'offre la 2ème ou la 3ème plus chère retenue sur le pas de temps (car la plus chère est une offre bloc). Dans moins de 1% des cas, le prix marginal calculé par le module de pricing n'est pas un prix d'offre.

SY2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs se sont exprimés concernant l'interdiction de formuler des offres symétriques à compter de l'entrée en vigueur de ce jeu de règles. Un acteur demande que RTE étende la période de l'évaluation qui a été faite initialement sur 6 mois à un an de fonctionnement. Un autre acteur a pris acte de l'évolution des règles et souligne que cela peut avoir pour effet une augmentation des prix des offres qui ont des coûts fixes. Aussi pour modérer cette augmentation, il demande une nouvelle réhausse du seuil maximal d'indivisibilité avec au préalable un retour d'expérience à la suite de la modification qui a été apportée en mars 2025. Elle a porté le passage de ce seuil de 20 MW à 80 MW, sous réserve d'offrir par incrément maximal de 20 MW entre chaque offre indivisible associée dans un groupe d'exclusivité, et ce sur des mêmes plages horaires et de même sens (le détail figure dans le guide SI). RTE a prévu de faire une analyse d'impact de la réhausse du seuil maximum des offres indivisibles et de la présenter en GT. Concernant l'interdiction des offres symétriques, RTE rappelle que la délibération de la CRE du 22 janvier 2025 a fixé le calendrier.

Un acteur a indiqué qu'il était favorable à l'algorithme du nouveau module de pricing ajouté par RTE et a suggéré que RTE précise au paragraphe 4.H.4.4.1, comme il l'avait fait lors d'un GT, le traitement des solutions équivalentes. En l'occurrence, l'algorithme retient la solution qui minimise le coût de contractualisation. RTE a ajouté cette précision dans le jeu de règles.

SY3. Intégration de la notion de TminLER et de son évolution à 30 min

SY3.1. Contexte

Conformément à l'article 156, paragraphe 11, du Règlement de la Commission (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité (SOGL), les GRT des zones synchrones CE doivent suggérer une durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte (TminLER). Cette durée doit être comprise entre 15 minutes et 30 minutes, et être argumentée par une analyse coût-bénéfice (ACB).

Les GRT ont émis une première proposition en décembre 2021 à l'ACER pour approbation. L'ACER a amendé la proposition en demandant aux GRT une nouvelle exécution de la méthode ACB avec des données d'entrée et hypothèses actualisées. Les GRT ont réalisé l'ACB demandée et ont abouti à une proposition d'une durée TminLER 30 minutes en 2024. Ce résultat a été partagé aux parties prenantes lors d'une consultation ENTSOE en octobre 2024. Les GRT ont ensuite émis la nouvelle proposition à aux régulateurs début 2025.

La proposition soumise aux régulateurs est la suivante :

1. La période d'activation minimale des LER est fixée à 30 minutes.
2. L'exigence des 30 minutes s'applique aux LER dont la première préqualification a lieu après la fin de la période transitoire (telle que définie ci-dessous) ou lorsqu'une réévaluation de la qualification conformément à l'article 155, paragraphe 6, point b) ou c), de SOGL est nécessaire après la fin de la période transitoire.
3. Les LER déjà préqualifiés avant la fin de la période transitoire restent soumis à l'exigence existante au niveau du bloc LFC. Ces LER sont également soumis à l'exigence des 30 minutes au moment de la première réévaluation de sa qualification (conformément à l'article 155(6)(a) de SOGL) ayant lieu après 10 ans à compter de la fin de la période transitoire.
4. La durée de la période transitoire est de 1 an à compter de l'approbation de la présente proposition par les ARN.

SY3.2. Proposition de RTE

Le planning prévisionnel d'entrée en vigueur du TminLER 30 minutes est fin d'année 2026 et la date exacte de délibération de l'ACER est encore inconnue. RTE propose d'introduire la durée de 30 min dans le chapitre 4 des règles de marché en soumettant cette durée à une date pivot SY_{21} afin de pouvoir respecter une entrée en vigueur avant les prochaines modifications des règles de marché, prévues en 2027. La durée 30 minutes a donc été ajoutée aux articles 4.G.2, 4.L.3 et 4.A12.

SY3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

8 acteurs se sont exprimés au sujet du passage au TminLER 30 minutes et ont formulé les remarques et questions suivantes :

- plusieurs acteurs ont relevé que RTE anticipait la décision des régulateurs quant à la proposition commune élaborée par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale, et qu'à ce titre il était préférable d'attendre l'approbation des régulateurs du passage au TminLER 30 minutes avant de l'inscrire dans les règles.
- 3 acteurs ont insisté sur l'importance des conditions de rétroactivité pour éviter que des entités ayant été certifiées avant la date SY_{21} ne soient obligées de réévaluer leur critère TminLER dès entrée en vigueur du nouveau critère, au risque de perdre la moitié de leur puissance certifiée ;
- Certains acteurs souhaitent que le critère TminLER ne soit pas réévalué dans certains cas de recertification (notamment un changement d'agrégateur) et ne soit réévalué qu'à la maille du site et non de l'entité.

A défaut de visibilité sur la décision des régulateurs, et a fortiori sur les conditions d'applicabilité et rétroactivité de la mesure, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et le chapitre 4 de la manière suivante pour la version de saisine :

- RTE ajoute une définition du critère TminLER aux définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence de proposition commune des GRT ;
- RTE supprime la date pivot SY_{21}, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée ;
- RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY_{21} dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales ;
- RTE indique dans l'article 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT de la zone Europe Continentale, la durée du TminLER se conformera à la durée renseignée dans la proposition. L'ajout de cette modalité permet donc aux règles v2 d'être en accord avec SOGL quelle que soit la date de mise en œuvre du TminLER 30 minutes ;
- RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT étant susceptible d'évoluer à l'issue du processus de validation par les régulateurs.

SY4. Evolutions concernant la qualification d'aptitude des EDRs

SY4.1. Contexte

Dans le cadre de la concertation des règles SSYf, RTE a envoyé un sondage aux responsables de réserves sur le processus de certification en février 2025. L'objectif pour RTE était de recueillir le retour d'expérience des responsables de réserve sur le processus pour proposer des évolutions incluant les besoins des acteurs.

15 acteurs ont répondu et de nombreuses propositions ont été faites, autant sur la forme, le fond, l'étape « déclarative » (étape 1), et la réalisation des essais (étape 2). RTE a initié les réponses et actions lors du GT SSYf du 27 mars.

Une des demandes remontées par plusieurs acteurs a notamment été une simplification du processus concernant une certification et/ou recertification d'actifs similaires, notamment sur la réalisation des essais réels.

Or le paragraphe 4.G.3.2 des règles de marché actuelles indique que le responsable de réserve doit réaliser les essais lors d'une certification en FCR ou en aFRR, dont un test en fonctionnement réel. RTE a alors étudié un cadre de certification permettant une simplification de la phase de réalisation des essais pour des actifs similaires, en dérogation au paragraphe 4.G.3.2.

SY4.2. Proposition de RTE

RTE propose d'ajouter une disposition transitoire 4.S.9 d'expérimentation relative à la certification d'aptitude d'une entité de réserve similaire.

SY4.2.1. Conditions d'éligibilité

Pour être éligible, l'EDR doit respecter les conditions suivantes :

- Tous les actifs qui la composent sont identiques à ceux d'au moins 3 EDR déjà certifiées (appelées « EDR similaires déjà certifiées ») :
    - même filière
    - même constructeur
    - même palier technique
    - même contrôle commande
    - même puissance
    - même stock (si LER)
    - même participation aux réserves
    - même capacité FCR et aFRR
- son mode de pilotage et/ou sa gestion de stock si l'EDR est LER est identique à celui des EDR similaires déjà certifiées

En cas d'agrégat, le nombre d'actifs de la nouvelle EDR peut être différent de celui des EDR similaires déjà certifiées. Cela implique que sa puissance et ses capacités de FCR et aFRR peuvent être différentes.

Ce dispositif n'est pas accessible à l'expérimentation relative aux EDR mixtes (4.S.4).

Par exemple, dans le cas où les EDRs suivantes sont déjà certifiées :

- EDR 1 avec 2 batteries X ;
- EDR 2 avec 3 batteries X ;
- EDR 3 avec 5 batteries X ;

l'EDR 4 avec 4 batteries X peut demander une certification dans ce cadre simplifié de réalisation des essais.

SY4.2.2. Nouveau processus simplifié

Le responsable de réserve fournit à RTE en premier lieu le dossier déclaratif constituant « l'étape 1 » du processus de certification :

- Rédaction du dossier demandé dans l'annexe 12 et la trame aFRR en projet avec possibilité de fournir une version « générique » pour un groupe d'EDR, et une version « spécifique » à chaque EDR
- Réalisation des simulations demandées dans l'annexe 12 et la trame aFRR en projet si le nombre d'actifs de la nouvelle EDR diffère de celui des EDR de référence déjà certifiées, c'est-à-dire si la puissance de l'agrégat, les capacités à certifier, l'énergie, … sont différentes.
- RTE examine le dossier du responsable de réserve. Si le dossier est validé, le responsable de réserve réalise « l'étape 2 » définie ci-dessous :
- Pour une certification FCR seule ou en FCR + aFRR simultanées : 1 test d'échelon sans activation aFRR (possible de réaliser des tests par actifs identiques de l'EDR).
- Pour une certification aFRR seule : pas de tests de rampe
- Pas de réalisation du test sur 8h de fonctionnement

A l'issu de ce processus simplifié, si la demande est acceptée par RTE, le responsable de réserve reçoit un PV de certification avec une réserve de validation des performances en opération sous 2 mois maximum, à partir de l'émission du PV.

SY4.2.3. Validation des performances et contrôle en fonctionnement réel

Le bilan de performance attendu devra contenir un minimum d'activations pour avoir un échantillon suffisamment pertinent :

- pour la certification FCR seule : au moins 8h de programmation
- pour la certification aFRR seule : au moins 8h d'activation avec :
    - au moins 2 paliers à Ni = +1 pour l'aFRR hausse et 2 paliers à Ni = -1 pour l'aFRR baisse
    - au moins 2 rampes hausse et 2 rampes baisse complètes à la FAT certifiée
- pour la certification en FCR et aFRR en simultanées :
    - les conditions précédentes devront être atteintes (chaque réserve seule)
    - en complément, au moins 8h d'activation en fonctionnement FCR et aFRR simultanées

Le responsable de réserve a la responsabilité de programmer les plages suffisantes et de définir ses prix pour couvrir ce périmètre d'activation minimal.

Durant ces 2 mois, dès que ces conditions minimales d'activation seront remplies, l'acteur en informera RTE pour déclencher les analyses. Le RR fournira sous 2 semaines, un rapport de bilan des performances observées au regard des attendus dans les trames de certification.

Si durant ces 2 mois, ces conditions minimales d'activation ne sont pas remplies ou si les vérifications ne sont pas réalisables, la certification sous réserve sera retirée et RTE peut corriger les programmes a posteriori de l'EDR.

SY4.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Plusieurs acteurs ont exprimé leur satisfaction, pleine ou partielle, à la proposition de RTE.

Plusieurs acteurs trouvent les critères d'éligibilité trop restrictifs et demandent un allègement de ces critères. RTE propose de modifier les critères d'éligibilité du paragraphe SY4.2.1 comme suit :

Pour être éligible, par rapport à au moins 3 EDR déjà certifiées, l'EDR doit respecter les conditions suivantes :

- Tous les actifs qui la composent sont similaires techniquement (même filière, même palier technique d'évolution, …) ;
- Son contrôle commande est identique ;
- Ses capacités en FCR (P_{FCR}) et en aFRR (P_{aFRR}) sont identiques, à l'exception des LER pour lesquels les capacités peuvent varier à condition que les ratios E_{utile}/P_{FCR} et E_{utile}/P_{aFRR} soient supérieurs ou égaux ;
- Sa puissance maximale est identique, à l'exception des LER pour lesquels la puissance maximale peut varier à condition que les ratios E_{utile}/P_{FCR} et E_{utile}/P_{aFRR} soient supérieurs ou égaux ;

- Son mode de participation aux réserves est identique ;
- Son mode de pilotage, et/ou sa gestion de stock si l'EDR est LER, est identique

Plusieurs acteurs demandent d'étendre le dispositif à d'autres type d'EDR : les EDR mixtes, et les EDR en croissance (non diffuses). RTE maintient que le dispositif ne sera pas accessible à l'expérimentation relative aux EDR mixtes mais permet son application pour le cas des EDR en croissance, à condition de respecter les critères d'éligibilité.

Un acteur a proposé des modifications dans le processus, en conditionnant la réalisation des simulations à un ratio d'énergie / puissance et en précisant le début de la période des 2 mois de validation des performances par rapport à la première programmation des réserves concernées. RTE est en accord avec ces propositions et apporte les modifications au chapitre 4.

Un acteur a questionné RTE si le contenu demandé dans le bilan de performance concernait aussi les attendus des essais réels. RTE est en accord pour expliciter davantage les critères de réussite des essais réels et proposera une mise à jour de la trame aFRR après concertation.

Finalement, un acteur a émis un retour général sur le processus de certification des actifs de stockage, qu'il qualifie de trop lourd et trop contraignant. RTE prend en compte la remarque dans les réflexions qui seront menées à la prochaine concertation.

SY5. Création d'un cadre de participation aux SSYf pour les EnR en « P0 variable »

SY5.1. Contexte

Les parcs de production éolienne et solaire se sont fortement développés ces dernières années dans le système électrique français. Les parcs raccordés sur le RPT communiquent leurs programmes de productible variable à RTE, suivant leur estimation.

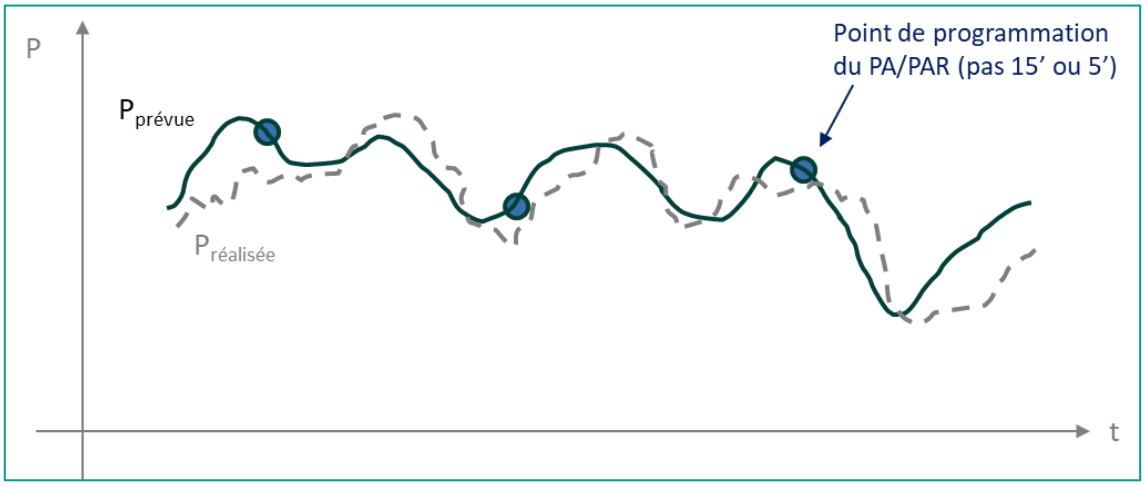


Schéma d'évolution de la puissance variable d'un parc EnR et de son estimation

Le code RfG décliné dans l'arrêté du 9 juin 2020 prévoit des exigences en matière de réglage de la fréquence (capacités constructives) pour les installations de production, y compris celles qui mettent en œuvre de l'énergie fatale. Ces exigences sont ensuite plus précisément définies dans la DTR de RTE au sein des cahiers des charges capacités constructives, qui distingue les unités de production synchrone (§8.3.2), les unités de production non synchrones (§8.3.1) et le stockage (§8.3.4).

Plusieurs parcs de production renouvelable intermittente sont alors soumis à des obligations de capacité constructive de réglage de la fréquence, qui s'appliquent à toutes les nouvelles unités (dont la PTF a été signée après le 26 Juin 2020) et aux existantes en cas de modification substantielle.

Elles portent sur :

- 2,5 % Pmax de l'unité pour la FCR (unité de type C, D)
- 4,5 % Pmax de l'unité pour l'aFRR (unité de type D raccordées en HTB2 ou HTB3)

Ces obligations de capacité constructive doivent faire l'objet d'une validation par RTE dans le cadre du processus de contrôle de conformité / raccordement (PV étape 3).

RTE a alors mis en place en 2024 une méthode de participation appelée « méthode palier » permettant de certifier un parc renouvelable en réserve primaire et/ou secondaire. Cette méthode oblige les parcs à respecter des paliers de puissance de base constants pendant au moins 15 minutes. En considérant la loi de réglage $P(t) = \boldsymbol{P_0(t)} + K(t) * \Delta f(t) + Ni(t) * P_{aFRR}(t)$, la « méthode palier » est illustrée ci-dessous.

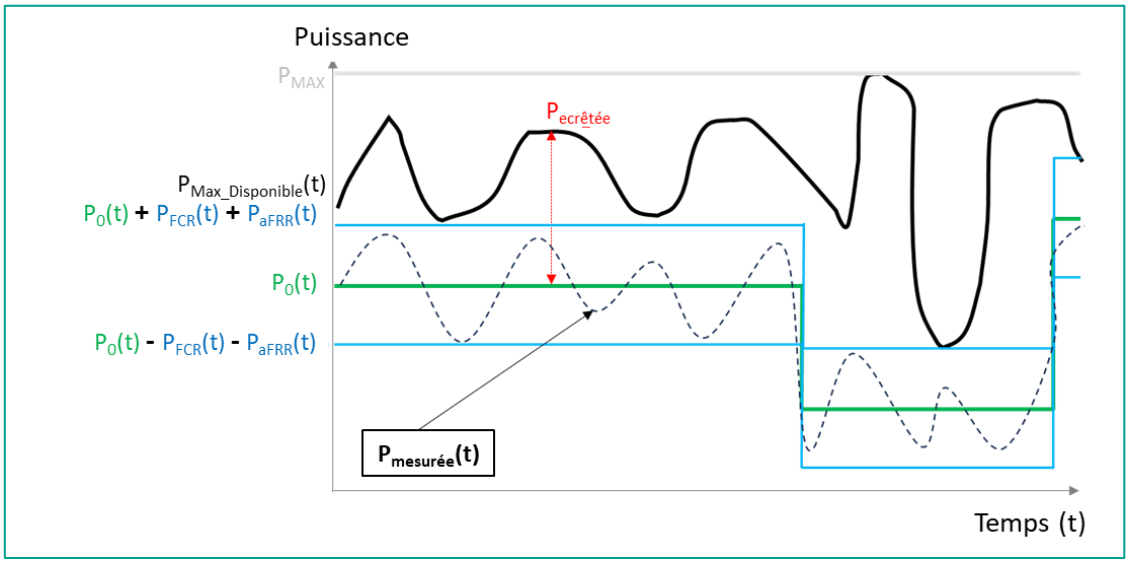


Illustration de l'évolution de la puissance d'un parc EnR en participation « palier »

Cette méthode induit un écrêtement supérieur du parc par rapport à une participation où la variabilité du parc est prise en compte. En parallèle, RTE a instruit l'étude d'une méthode appelée « P_0 variable » où la puissance de base évolue en prenant en compte la variabilité du parc.

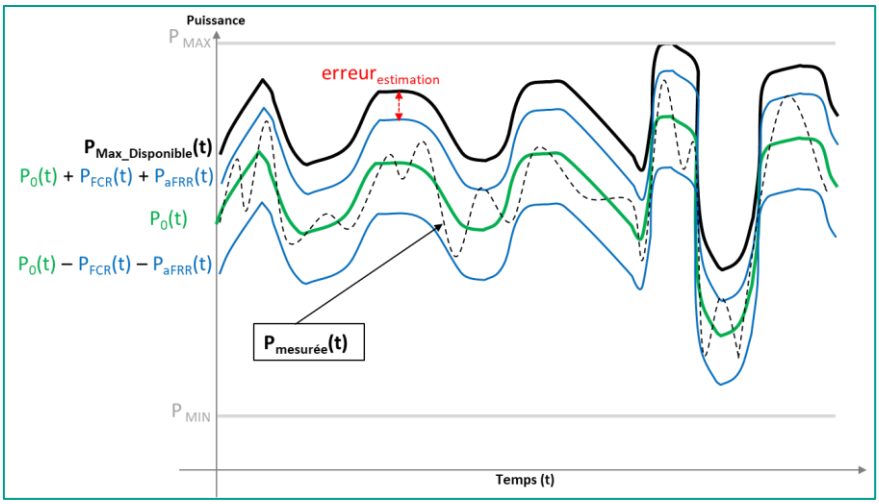
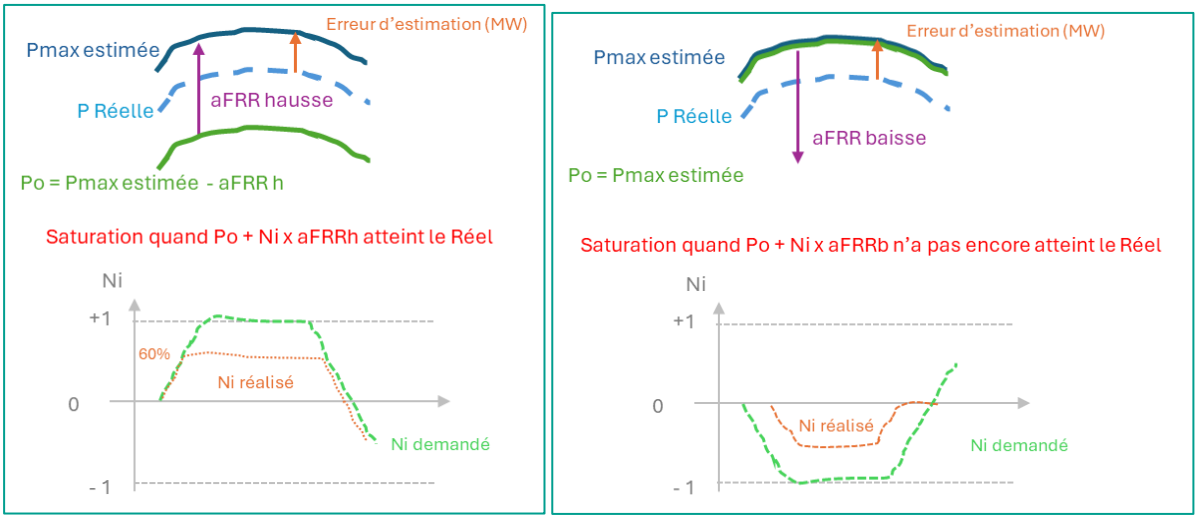


Illustration de l'évolution de la puissance d'un parc EnR en participation « P_0 variable »

Ce mode de participation implique une modification du cadre du contrôle de performance pour prendre en compte la variabilité de la puissance de base, de l'ordre de la variabilité du réglage de fréquence, et la qualité de son estimation.

Les schémas ci-dessous illustrent un cas de surestimation de la puissance maximale disponible lors d'une participation en aFRR :



Illustrations du risque de manque d'aFRR lors d'une surestimation du productible, pour une activation à la hausse (gauche) et à la baisse (droite)

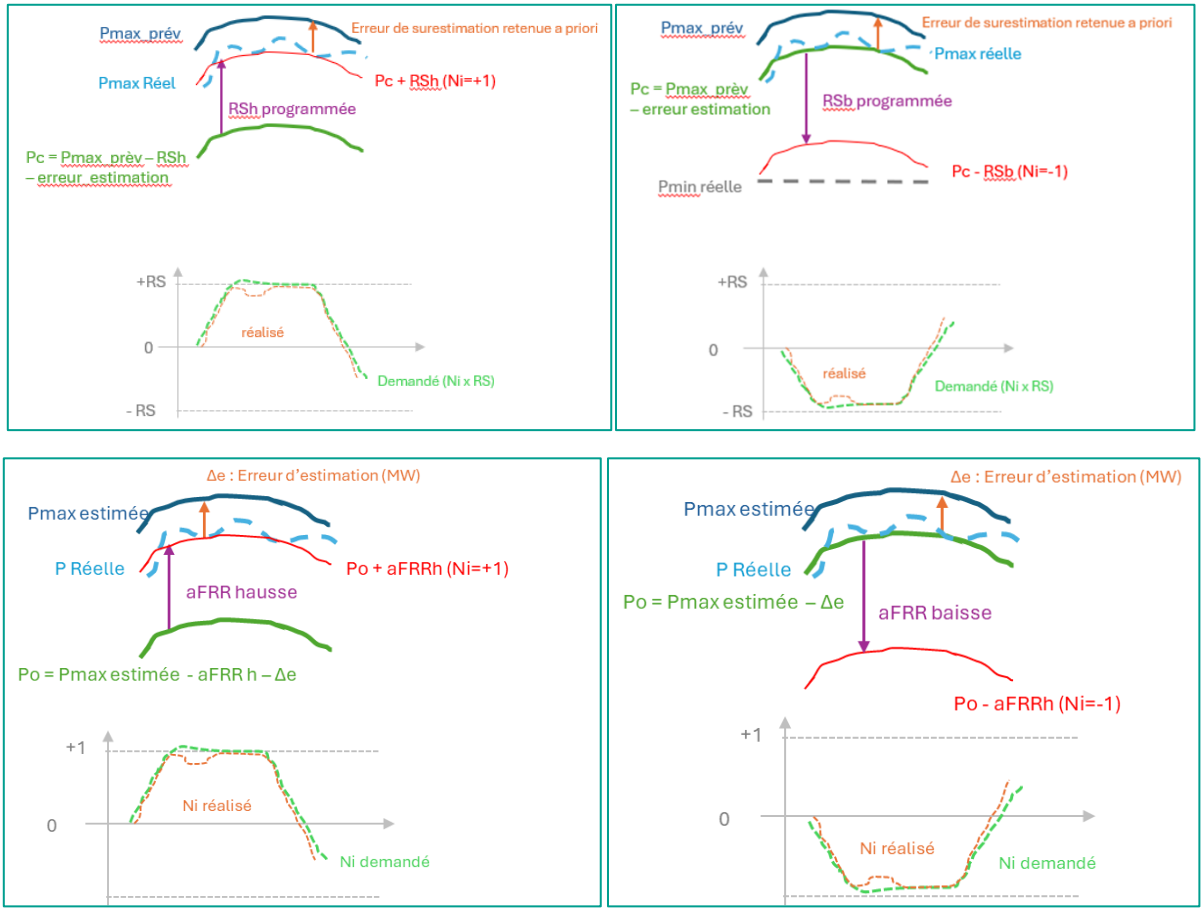
Lorsque le parc surestime sa puissance de base « P_0 » (courbe verte), l'activation de RS peut ne pas être garantie en totalité. En effet, quand la puissance réelle disponible (courbe en pointillé) est inférieure à la puissance disponible estimée (courbe bleue), la bande de réserve n'est plus disponible et l'activation n'est pas réalisée à 100% de la consigne demandée par RTE.

RTE a alors construit sa méthode de certification et contrôle pour la participation en « P_0 » variable afin de répondre aux deux problématiques citées ci-dessus.

SY5.2. Proposition de RTE

Afin de certifier et contrôler les parcs EnR en méthode « P_0 variable », RTE propose de créer une disposition transitoire de participation expérimentale des Sites d'injection à production variable. Ce nouveau cadre a pour objectif de permettre une meilleure optimisation des parcs EnR en réglage de fréquence, et leur permettre d'augmenter leur intérêt économique d'accéder aux marchés de la FCR et de l'aFRR. Il sera accessible à partir de la date pivot SY_{19}.

Pour garantir la bonne fourniture de réserve, RTE demande au parc voulant se certifier, d'intégrer son erreur d'estimation dans le calcul de sa puissance de base. Sur les schémas ci-dessous, cela se traduit par un abaissement de la puissance maximale prévue (courbe bleu foncé) pour délimiter les bandes de réserve (courbe rouge).



Illustrations de la prise en compte de l'erreur d'estimation lors d'une surestimation du productible, pour une activation aFRR à la hausse (gauche) et à la baisse (droite)

SY5.2.1. Estimation du productible

En amont de la certification, le responsable de réserve doit analyser sa méthode d'estimation en temps réel de la puissance maximale disponible et évaluer la qualité de cette estimation sur un historique de données d'au moins 6 mois consécutifs et à un pas ≤ 10 secondes. La période choisie doit être représentative de la production normale du parc et englober tous les régimes auxquels le parc est soumis naturellement. Durant cette période, le parc ne doit pas être écrêté et produire à son maximum.

L'évaluation de la qualité de l'estimation repose sur la comparaison, à chaque instant, entre la puissance mesurée du parc et la puissance maximale disponible estimée en temps réel par l'estimateur. La comparaison de la mesure du parc avec l'estimation de la puissance maximale disponible, devra se faire sur l'historique de données de 6 mois cité plus haut, sur tous les instants où la puissance mesurée du parc sera au-delà de sa puissance minimale (P_{min}). La puissance minimale (P_{min}) devra être communiquée et justifiée à RTE. Il s'agit de la puissance minimale en-deçà de laquelle le parc n'est plus capable de fournir sa FCR et/ou aFRR dans les temps de réponse impartis.

Deux indicateurs de mesure devront alors être établis par le producteur et vérifiés par RTE, sur l'historique d'au moins 6 mois, sur tous les pas de temps t où la puissance mesurée est supérieure à P_{min} :

- Le RMSE, calculé de la sorte sur l'historique d'au moins 6 mois, sur tous les pas de temps t où la puissance mesurée est supérieure à P_{min} :

$$RMSE = \sqrt{\sum \left(P_{MaxDisponible}(t) - P_{mesurée}(t)\right)^2}$$

- Le quantile 99%, c'est-à-dire la valeur en MW supérieure à 99% des erreurs d'estimation $\left(P_{MaxDisponible}(t) - P_{mesurée}(t)\right)$.

Où :

- $P_{MaxDisponible}(t)$: la puissance estimée en temps réel du parc à l'instant t
- $P_{mesurée}(t)$: la puissance réelle du parc à l'instant t

Pour pouvoir participer aux réserves, un critère de qualité est exigé sur le RMSE. Celui-ci devra être inférieur ou égal à 5% de la puissance moyenne P_{moy} sur tous les pas de temps où la puissance mesurée est supérieure à P_{min}.

$$P_{moy} = \frac{\sum P_{mesurée}(t)}{n}$$

Où

- n : le nombre de pas de temps où $P_{mesurée}(t) > P_{min}$

Pour participer aux réserves, le responsable de réserve devra également intégrer, dans le calcul de sa puissance de base $P_0(t)$, une marge pour couvrir son erreur d'estimation, Δe, Cette marge sera au moins égale au quantile 99% calculé ci-dessus. Le parc devra alors respecter la condition suivante :

$$P_{min} + FCR_b(t) + aFRR_b(t) \leq P_c(t) \leq P_{Max}(t) - FCR_h(t) - aFRR_h(t) - \Delta e$$

Où :

- $FCR_b(t)$ et $FCR_h(t)$ sont les volumes de FCR programmés au pas de temps t, respectivement à la baisse et à la hausse.
- $aFRR_b(t)$ et $aFRR_h(t)$ sont les volumes d'aFRR programmés au pas de temps t, respectivement à la baisse et à la hausse.

SY5.2.2. Étape de certification d'aptitude

Lors de la certification du parc, le responsable de réserve doit remplir les formulaires demandés dans la trame de certification FCR et/ou aFRR « GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables » (trame en projet, partagée sur Concerte et le site internet de RTE). L'introduction de l'autorisation de participation en « P_0 variable » demande en supplément :

- La description du modèle d'estimation utilisé (données d'entrée, algorithme, …) et la démonstration de la conformité des performances de son modèle de prévision comme exigé ci-dessus sur les périodes de simulations et tests.
- La démonstration de la conformité de la qualité de son estimation temps réel de la $P_{MaxDisponible}(t)$ et du calcul de puissance de base $P_0(t)$ avec les exigences du SY5.2.1.
- La fourniture d'une TM supplémentaire : la puissance maximale disponible que le parc estime en temps réel $P_{MaxDisponible}(t)$, au pas 10s. A noter que la puissance de base $P_0(t)$ est déjà exigée dans la version actuelle des règles de marché, sous la notation « P_c ».
- Les descriptions et les essais demandés des trames de certification doivent être réalisés avec la $P_0(t)$ ainsi définie.

SY5.2.3. Contrôle par RTE

De même que pour la certification, le responsable de réserve fournit en temps réel les valeurs de $P_0(t)$ et $P_{MaxDisponible}(t)$ via des télémesures au pas 10 sec.

RTE réalise le contrôle de performance, défini dans l'article 4.L.3 à partir de la différence entre les télémesures $P_{mesurée}(t)$ et $P_0(t)$.

En supplément, RTE contrôle la conformité du calcul de la valeur de $P_c(t)$ selon la formule établie lors de la certification, à partir de la télémesure $P_{MaxDisponible}(t)$ estimée et de la valeur de l'erreur d'estimation, Δe, retenue.

RTE contrôle également la qualité des valeurs de la télémesure $P_{MaxDisponible}(t)$ estimée :

- Quand les réserves ne sont pas programmées : écart $\left(P_{MaxDisponible}(t) - P_{mesurée}(t)\right)$ conforme à l'erreur estimée au SY5.2.1.
- Quand les réserves sont programmées : vérification que $P_{MaxDisponible}(t)$ n'est pas artificiellement reconstruite à partir de $P_{mesurée}(t)$.

À tout moment, une réévaluation de l'erreur de référence Δe utilisée pourra être sollicitée par l'acteur (amélioration du modèle) ou par RTE (suspicion de dégradation).

SY5.2.4. Traitement des énergies de réglage

Le traitement des énergies de réglage d'un parc EnR participant en méthode « palier » ou « P_0 variable » respecte les règles établies pour un site d'injection.

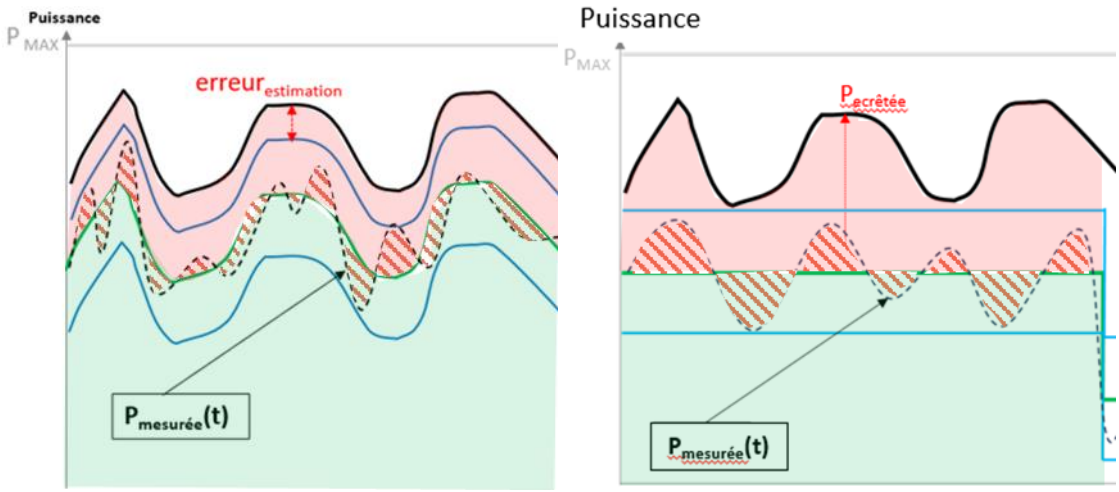


Schéma des énergies d'un parc EnR en participation « P_0 variable » à gauche et « palier » à droite

RTE va rémunérer ou facturer l'énergie de réglage ( ), calculée conformément à l'article 4.M.2, au responsable de réserve.

L'écart du périmètre d'équilibre du RE du site d'injection sera calculé à partir de ces mêmes énergies de réglage. L'écart ainsi calculé correspondra à une production à la puissance de base ( ).

Le coût de l'énergie abattue ( ) pour garantir les bandes de réserves est à prendre en compte dans les prix d'offres capacitaires et d'énergie du responsable de réserve.

SY5.2.5. Exemple d'application

Paramètres :

Un producteur EnR pilote un parc dont les caractéristiques sont les suivantes :

- 100 MW de puissance installée
- aFRR ou RS de 5 MW hausse et 15 MW baisse
- FCR ou RP de 4 MW symétriques

Les prévisions de la puissance produite en temps réel sont réalisées au pas 10 sec. La distribution de l'erreur de la prévision de la puissance produite, sur un échantillon représentatif du passé, a un **quantile 99%** de **+3 MW** (c'est-à-dire que le réalisé du parc est supérieur de 3 MW à sa prévision dans 1% des cas). En participation « P_0 variable », RTE demande alors au parc de **diminuer systématiquement sa puissance maximale prévue (Pmax_disponible) d'au moins 3 MW** avant le calcul de sa puissance de base (P_0) en fonction des SSYf programmés.

Participation en « P_0 variable » :

En temps réel, sur un pas de temps donné (10 sec), sa prévision de Pmax_disponible est de 55 MW.

- Si le Responsable de Réserve souhaite programmer seulement de la RS à la baisse, la P_0 doit respecter la condition suivante :

$$P_0 \leq \text{Pmax_disponible} - \text{quantile 99\%} = 55 - 3 = 52 \text{ MW}$$

- S'il souhaite programmer seulement de la RS à la hausse, la P_0 doit respecter la condition suivante :

$P_0 \leq$ Pmax_disponible – quantile 99% - RS_hausse = 55 – 3 – 5 = 47 MW

- S'il souhaite programmer de la RP symétrique et de la RS baisse, la P_0 doit respecter la condition suivante :

$P_0 \leq$ Pmax_disponible – quantile 99% - RP_hausse = 55 – 3 – 4 = 48 MW

Les valeurs transmises à RTE via la TM P_0 peuvent donc être différentes des valeurs de puissance actives transmises dans le programme d'appel (PA) :

- Pour un pas 15' du programme d'appel déclaré, le RR déclarera sa meilleure prévision à date de la P_0 et des réserves associées du dernier point de ce quart d'heure (convention finissante des PA). Par exemple, son estimation lors du guichet pour la fin du pas 15' concerné est une Pmax_disponible de 49 MW. S'il souhaite programmer de la RP symétrique et de la RS baisse, le quintuplet sera :

(*Pmax_disponible – quantile 99% - RP_hausse = 49 – 3 – 4 =* **42 ; 4 ; 4 ; 0 ; 15**)

- En temps réel, son estimation de Pmax_disponible sera améliorée et sa valeur pourra être différente de 49 MW. Dans ce cas, le pilotage des réserves et la valeur transmise à RTE via la TM P_0 devront être réalisés à partir de la dernière estimation de Pmax_disponible.

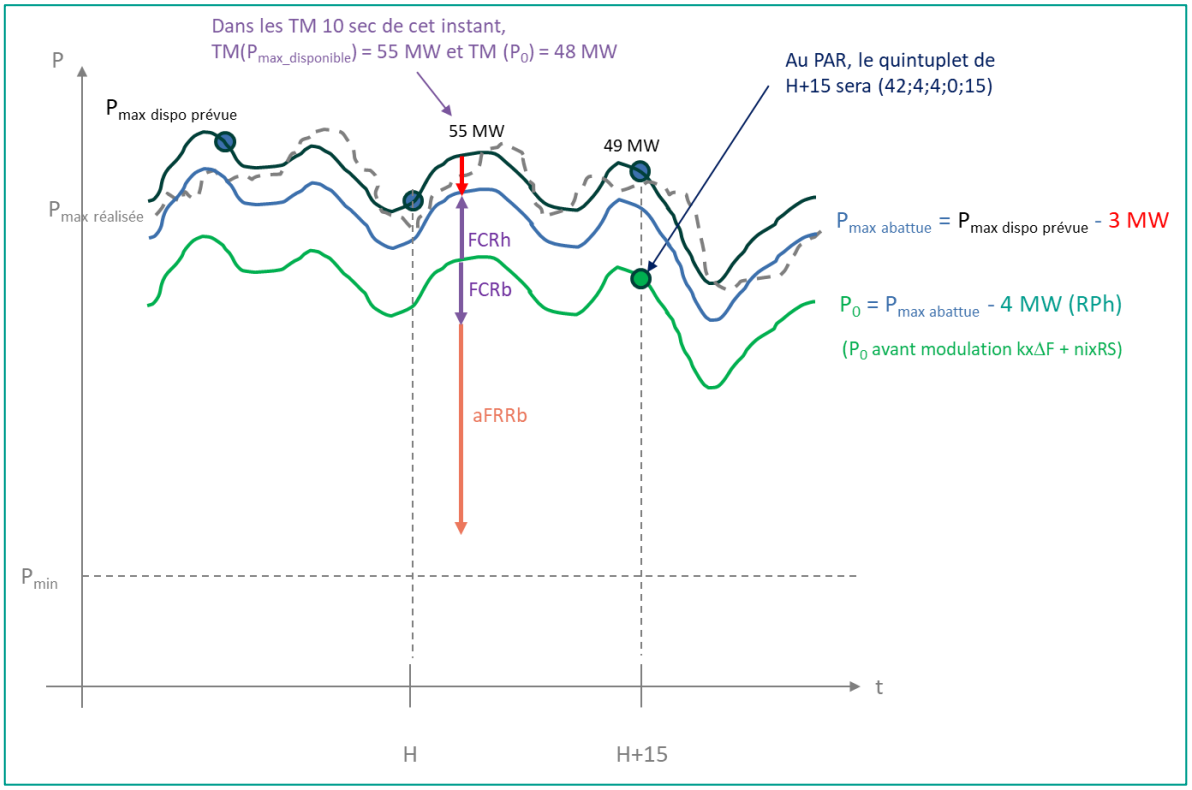


Illustration des paramétrages d'un parc participant en méthode « P_0 variable »

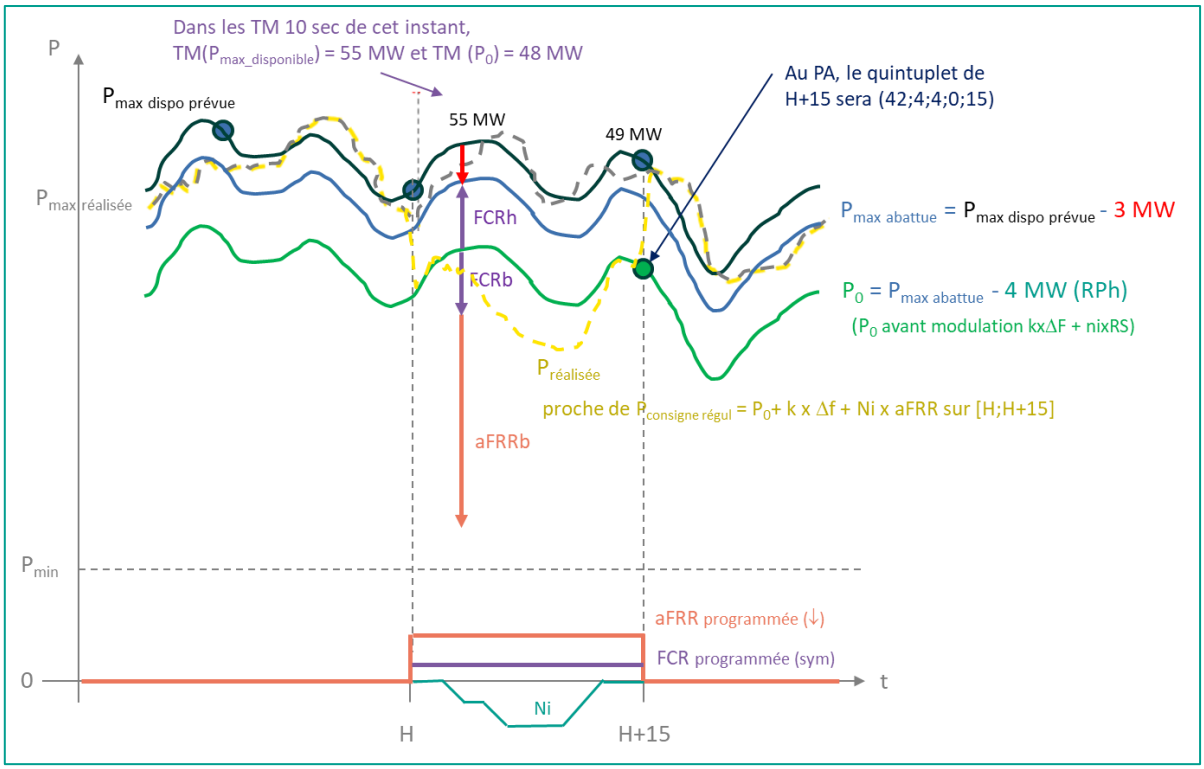


Illustration de la réalisation de réserve sur un parc participant en méthode « P_0 variable »

SY5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Plusieurs acteurs ont indiqué que le champ d'application de la nouvelle disposition transitoire 4.S.8 relative à l'introduction d'une méthode de certification et de contrôle en « P0 variable » n'était pas assez précis ou défini. En particulier, la production d'électricité à partir d'énergie renouvelables, au sens du code de l'énergie, ne référence pas seulement l'énergie éolienne ou solaire, mais aussi l'hydraulique, la biomasse, etc… Un acteur a aussi questionné la neutralité technologique de la disposition. RTE est en accord avec les retours des acteurs et précise que cette disposition a été construite pour s'adresser aux entités de réserve dont les triplets [P0, K, Pr] ne sont pas estimables selon la méthodologie décrite à l'Article 4.L.3.2.1. Les cas qui sont aujourd'hui étudiés concernent la participation de parcs solaires et éoliens aux SSYf mais la disposition pourrait être applicable à d'autres types d'EDR. RTE propose alors de retirer la qualification de production à partir d'énergie renouvelables de l'article 4.S.8.

Concernant l'intégration de ce cadre dans la réglementation de RTE, un acteur a demandé que les capacités constructives des parcs ENR ne soient pas considérées comme des capacités marché et d'harmoniser la DTR avec le chapitre 4 à l'issu de la phase transitoire. RTE propose aujourd'hui aux parcs ENR ayant des capacités constructives, conformément à l'article 8.3.1 de la DTR, de les certifier via la « méthode palier ». La DTR ne précise d'ailleurs pas quelle méthode doit être utilisée lors de la certification des capacités constructives. RTE refuse de créer une exception dans les obligations marchés des capacités constructives, et accepte de mettre à jour la DTR avec les modalités de la disposition transitoire lors de son intégration dans un cadre pérenne. Un acteur a également demandé que les installations conformes à l'issue de la période transitoire intègrent un processus de certification pérenne. RTE est en accord avec la proposition.

En lien avec le chapitre 2, un acteur a demandé à RTE d'introduire une exception au cadre de pénalisation de la programmation, présenté dans ce rapport au paragraphe PR2, pour les parcs EnR participants aux SSYf. RTE considère que la participation en « P0 variable » ou via la « méthode palier » n'entraîne pas de difficultés supplémentaires à assurer la programmation d'une entité. La participation aux SSYf n'exonère pas le responsable de programmation de son obligation de programmation auprès de RTE. Par conséquent, RTE refuse d'inclure un cas d'exception à la surveillance de programmation mais les seuils de défaillance d'EDP pourront être adaptés à ce cas-là.

En lien avec le chapitre 3 des règles de marché, un acteur a proposé que RTE prenne en compte l'énergie abattue, définie au paragraphe SY5.2.4, dans le calcul de l'écart du RE du site. RTE précise que l'existence d'une énergie abattue ne concerne pas seulement les parcs solaires ou éoliens, mais tous les groupes de production ou site d'injection. Une telle modification devrait s'appliquer au modèle de traitement des énergies des sites d'injection ou groupes de production dans le calcul de l'écart RE. Par conséquent, RTE refuse la proposition :le calcul de l'écart RE sera insensibilisé des énergies de réglage mais pas de l'énergie abattue. RTE rappelle que le coût de l'écrêtement pour tenir les engagements de SSYf doit être couvert par l'offre capacitaire et non par sa correction dans le périmètre RE.

Concernant la méthode de certification et de contrôle proposée, ainsi que la trame de certification, un acteur a proposé plusieurs corrections et reformulations. RTE a intégré ces retours à la trame de certification. Un retour sur l'évaluation de la qualité d'estimation a proposé de réduire la durée initialement demandée par RTE de 6 mois consécutifs à 3 mois cumulés sans écrêtement. RTE souhaite réaliser l'évaluation sur une production réaliste et réalisable des parcs et est en accord avec le constat sur la période de 6 mois. Pour permettre à un grand nombre de parcs de se certifier, RTE conserve tout de même le critère consécutif mais sur 3 mois qui peuvent inclure des périodes d'écrêtement. Ces périodes seront exclues du calcul de la précision du parc. RTE rappelle aussi que cette durée pourra être amenée à évoluer si besoin.

SY6. Evolution du traitement des énergies pour les sites de soutirage RPD

SY6.1. Contexte

Les sites de soutirages RPD participant aux services système fréquence ont aujourd'hui 3 modèles de traitement des énergies de réglage dans l'insensibilisation des responsables d'équilibre (RE) :

- Le modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage »
- Le modèle de versement contractuel optionnel
- Le modèle de versement régulé optionnel

Les sites de soutirage RPT participent quant à eux au modèle de versement corrigé. Les détails de ces modèles concernant la correction du périmètre du RE et les flux financiers avec le fournisseur sont disponibles dans le tableau ci-dessous :

Type de sites	Modèle	Correction du périmètre RE	Flux financier fournisseur
Soutirage RPT	« Modèle corrigé »	**Correction de la courbe de charge site par site**	Facturation du client par son fournisseur sur la base de la **courbe de charge corrigée** de l'effacement, adressée par RTE au RE + régularisation annuelle pour la CSPE
Soutirage RPD	Modèle « Sans »	Correction **agrégée** à maille RE hors EDR diffuses Pas de correction pour les EDR diffuses SY_9 : Correction **agrégée** à maille RE	Par défaut, pas de versement fournisseur
	« Modèle régulé »	Correction **agrégée** à maille RE	Si le fournisseur signe un accord de participation aux règles, **Versement fournisseur** à prix normatif, opéré par RTE, bidirectionnel RR⇔ RTE ⇔ Fournisseur
	« Modèle contractuel »		(optionnel) Flux financier encadré par **contrat bilatéral** RR⇔ Fournisseur

Tableau des modèles de traitement des énergies de réglage SSYf pour les sites de soutirage

Ces modèles ont été introduits en 2015 pour application au 1er janvier 2016 dans les règles Services Système. La FCR et l'aFRR étant symétriques dans cette période, et l'accès au marché se faisant par prescription, les premiers sites de soutirage RPD ont réellement participé à partir de 2021.

La participation aux réserves est restée symétrique jusqu'en novembre 2023 avec la mise en place du Merit Order aFRR puis prochainement début 2026 avec la fin des offres symétriques à l'AO aFRR. Ces modifications entrainent un bilan global des énergies de réglage non nul à traiter entre les différents acteurs de marché (RTE, RR, RE, fournisseur)

Face à ce constat, et aux demandes et remarques des acteurs de marchés en GT SSYf et bilatérales, RTE a instruit l'évolution du traitement des énergies pour le soutirage RPD.

SY6.2. Proposition de RTE

RTE a distingué les sites de soutirage sous CARD-S (Contrat d'Accès au Réseau de Distribution – Soutirage) supérieur à 36 kVA d'une part, et les sites de soutirage en contrat unique ou raccordé en puissance inférieure à 36 kVA d'autre part.

SY6.2.1. Evolution du traitement des énergies pour les sites sous CARD-S

Le chapitre 2 des règles de marché relatif au mécanisme d'ajustement propose un traitement des énergies d'ajustement différent des règles SSYf sur l'application du modèle de versement corrigé.

Type de sites	Modèle	Correction du périmètre RE	Flux financier fournisseur
Soutirage RPT RPD CARD-S sup 36	« Modèle corrigé »	**Correction de la courbe de charge site par site**	Facturation du client par son fournisseur sur la base de la **courbe de charge corrigée** de l'effacement, adressée par Enedis/RTE au RE + régularisation annuelle pour la CSPE
Soutirage RPD CU ou inf 36	« Modèle régulé »	Correction **agrégée** à maille RE	**Versement fournisseur** à prix normatif, opéré par RTE OE/AA→ RTE → Fournisseur
	« Modèle contractuel »		(optionnel) Flux financier encadré par **contrat bilatéral** OE/AA → Fournisseur
Injection/Stockage	-		Relation bilatérale encadrée par **Accord AA - RE**

Tableau des modèles de traitement des énergies d'ajustement pour les sites de soutirage

Afin d'harmoniser les traitements entre les mécanismes d'équilibrage, RTE et Enedis ont échangé conjointement pour proposer, lors du GT SSYf du 12 février 2025, l'ouverture du modèle « corrigé » aux sites sous CARD-S raccordés en BT SUP36 & HTA en SSYf.

Cette évolution sera mise en œuvre à partir de la date pivot SY_{24}.

SY6.2.2. Evolution du traitement des énergies pour les autres sites de soutirage RPD

Les sites de soutirage RPD n'ayant pas accès au modèle « corrigé », peuvent alors choisir entre le modèle « sans », « régulé » ou « contractuel ». Toutefois, ces trois modèles présentent tous des avantages et inconvénients, renforcés depuis la dissymétrisation du bilan en énergie d'aFRR.

Le modèle par défaut est le modèle « sans ». Il permet de corriger l'écart du périmètre d'équilibre du RE du site depuis le 8 avril pour les sites non inclus dans une EDR diffuse et à partir de SY_9 pour les autres sites. Cependant, aucun flux financier n'est encadré entre le fournisseur et le RR, ce qui peut conduire le RR à valoriser plus d'aFRR à la hausse (baisse de consommation) qu'à la baisse.

Le modèle « contractuel » permet de même de corriger l'écart du périmètre d'équilibre du RE. Il implique que le RR établisse un contrat avec le fournisseur du site de soutirage pour encadrer les flux financiers entre eux. Malgré l'utilisation du barème de RTE, disponible dans les dispositions générales, les RR remontent des difficultés à construire un tel contrat.

Le modèle « régulé » permet aussi de corriger l'écart du périmètre d'équilibre du RE, et d'encadrer les flux financiers avec le fournisseur. RTE est alors l'intermédiaire entre le RR et le fournisseur. Le modèle régulé est aujourd'hui complexe à opérer sur les SSYf pour deux raisons :

- D'une part, le RR doit obtenir la signature d'un accord de participation par le fournisseur du site ;
- D'autre part, la problématique d'un flux financier « inversé » pour le traitement des énergies de réglage à la baisse, du fournisseur vers RTE vers le RR, n'a pas été instruite par RTE. Elle fera le cas d'une instruction croisée entre les mécanismes concernés par le versement fournisseur.

C'est pourquoi RTE a décidé de soumettre l'utilisation du modèle régulé en SSYf à une date pivot SY_{25}. La mise en œuvre de cette date sera portée en concertation pour les prochaines versions du chapitre 4 des règles de marché.

SY6.1. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs accueillent favorablement l'évolution du traitement des énergies de réglage des sites sous CARD-S mais l'un d'eux remonte que la date prévisionnelle SY_{24} est trop lointaine. La mise en œuvre de cette date nécessite des développements par RTE et les GRD donc RTE conserve l'échéance de T1 2027 établie conjointement avec Enedis.

Un acteur demande l'ouverture du modèle de versement corrigé pour les sites sous CARD-S raccordés en BT inf 36. RTE rappelle que l'objectif est d'harmoniser le traitement des énergies avec le MA. RTE refuse la proposition et conserve l'application proposée du modèle de versement corrigé.

Un acteur a émis une remarque plus générale sur les EDR diffuses composées de sites de soutirage, et le traitement de leurs énergies de réglage dans la correction des périmètres d'équilibre. La mise en œuvre de la date SY_9 du modèle « Sans » induirait un préjudice pour le fournisseur des sites de soutirage. RTE a pris en compte la remarque et propose de reculer l'échéance de mise en œuvre de la date SY_9 au S1 2027.

SY7. Précision de la disposition transitoire 4.S.7 et modification de l'Annexe 4

SY7.1. Contexte

Suite aux premiers retours d'expérience de Responsables de Réserve souhaitant faire participer aux services système des sites dans le cadre de la disposition transitoire 4.S.7, RTE a souhaité apporter des précisions quant à la rédaction de cet article, introduit dans la v1 du Chapitre 4.

RTE souhaite notamment préciser :

- Que seuls les sites RPT doivent disposer de leurs propres EDP
- Les règles de redéclarations par les Responsables de Réserve en cas de limitation du site intervenant proche du temps réel.

Cela implique également une modification de l'annexe 4.

SY7.2. Proposition de RTE

La proposition de rédaction de RTE est la suivante :

a) **[Modification de §4.S.7.2]** Les sites raccordés au RPT souhaitant participer aux Services Système fréquence dans le cadre de cette disposition doivent être contenus dans des EDP mono-site. Ainsi, les sites RPD peuvent, quant à eux, demander une dérogation pour s'agréger au sein d'une EDP, comme visé à l'article §1.F.2 du Chapitre 1.

b) **[Clarification de 4.S.7.3]** En fonction du délai entre la réception de l'ordre de limitation et le début de la limitation elle-même, l'article reprécise et clarifie les actions attendues de la part du Responsable de Réserve. Ces actions sont :

    a) Soit redéclarer leur EDP pour prendre en compte la limitation (si ce délai est suffisamment grand),

    b) Soit déclarer une Indisponibilité Fortuite de l'EDP (si le Délai de Neutralisation empêche la redéclaration).

    c) Il est demandé aux Responsables de Réserve de redéclarer de manière pérenne le Programme d'Appel de l'EDP touchée par la limitation de manière à la prendre en compte dès que possible, même après la déclaration d'une Indisponibilité Fortuite.

Préavis entre la réception de l'ordre et l'instant de mise en œuvre attendue de la limitation	Actions attendues du RR	Conséquences sur le bilan de réserve au PA
L'ordre a été reçu avant l'AOJ en J-1 pour une mise en œuvre en J	Le RR ne doit pas compter sur le site limité pour formuler son offre à l'AOJ pendant la durée de la limitation. Ainsi le PA de l'EDP contenant ce Site doit prendre en compte la limitation.	Pas d'impact sur le Bilan de Réserve au PA
L'ordre a été reçu après l'AOJ en J-1 mais plus de 2h avant la mise en œuvre attendue	Le RR redéclare dès que possible sur le premier guichet accessible à 0 les SSYf sur l'EDP du site s'il est raccordé au RPT ou en prenant en compte la baisse de programmation, si le site est agrégé dans une EDP.	La redéclaration est prise en compte dans le calcul du Bilan de Réserve au PA
L'ordre a été reçu moins de 2 heures avant la mise en œuvre attendue	Le RR déclare une indisponibilité fortuite de l'EDP au dispatching puis redéclare dès que possible le nouveau PA de l'EDP via le premier guichet de programmation accessible.	Le Bilan de Réserve au PA est insensibilisé uniquement sur le délai de neutralisation, conformément à §4.M.3.1.2.

c) **[Modification de l'Annexe 4]** Ajout de deux colonnes à remplir en priorité pour les sites raccordés au RPD.

Ajout d'une colonne **« Site disposant d'un contrat de raccordement sous condition de limitation préventives à sa charge »** - à remplir par OUI ou à laisser vide

Ajout d'une colonne **« Nombre d'heures de limitations à la charge du Site »** - à remplir par le nombre en heures en sommant les limitations préventives, à la charge du site, à l'injection et au soutirage.

Laisser le champ vide si :

- La colonne précédente est vide.
- Le contrat de raccordement ne stipule pas de nombre d'heures (cela dépend du GRD qui a raccordé le site).

Exemple : les offres de raccordement de RTE dites Offres de Raccordement Optimisé ou Offre de raccordement de référence avec raccordement anticipé sont visées par cette disposition transitoire. Si le Site que le RR souhaite valoriser a été raccordé sous un de ces régimes alors, il remplira la première colonne par OUI.

Dans l'offre de raccordement optimisé du Site, il est précisé que 300h de limitation à l'injection et 200h de limitations au soutirage sont à sa charge, dans ce cas, la deuxième colonne doit être remplie par « 500h ».

SY7.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les acteurs ont formulé un retour concernant l'interdiction pour le site limité de régler la fréquence au cours de la limitation et ont demandé que le responsable de réserve puisse continuer à programmer ce site tout en prenant en compte la limitation. Au sens de RTE, et dans le cadre expérimental de la participation des sites limités aux Services Système fréquence, RTE considère que le cadre de réglage décrit dans le dossier de certification de l'EDR n'est plus respecté pour ce site lors d'une limitation, notamment pour les actifs LER. Ainsi, RTE souhaite conserver cette interdiction dans la version v2. En revanche, RTE est favorable à ce que, dans le futur, et en se basant sur le REX de la disposition transitoire, cette interdiction soit réexaminée. En effet, à date, aucun actif ne participe encore au réglage de la fréquence dans le cadre de cette disposition transitoire.

Les acteurs ont également proposé que le bilan de réserve au PM soit impacté par une limitation au lieu du bilan de réserve au PA. Comme le traitement d'une limitation par le responsable de réserve doit se traduire, soit par une redéclaration du PA, soit par la déclaration auprès du dispatching d'une indisponibilité fortuite, alors le bilan de réserve au PA est le bon objet, selon l'article 4.M.3.1, puisqu'il dépend du PA qui est modifié par la redéclaration, du RR ou par le tracé du fortuit. RTE n'est pas favorable à modifier ce principe.

SY8. Disposition transitoire pour les EDRs diffuses

SY8.1. Contexte

La disposition transitoire 4.S.6 relative à l'expérimentation sur l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve Diffuse a évolué dans la v1 des règles de marché harmonisées avec l'introduction d'une certification d'aptitude « sous réserve de réalisation des essais » pour une EDR, aussi appelée « pré-certification » lors des GT de concertation.

Elle permet aux EDRs diffuses de se certifier pour une capacité supérieure, en réalisant une certification pour la capacité maximale certifiable seulement. L'expérimentation permet à l'EDR de proposer ses capacités intermédiaires aux appels d'offres, et de finaliser sa certification en réalisant les essais une fois la capacité cible disponible.

La certification sous réserve est retirée en cas d'écart de performance, ou si les essais finaux ne sont pas concluants. Si les essais ne sont pas réalisés, la pré-certification est annulée et la capacité de l'EDR reprend sa valeur précédente. Aucune action rétroactive n'est appliquée si les essais ne sont pas réalisés.

Depuis son entrée en vigueur fin 2023, la disposition transitoire a permis de certifier quelques dizaines de MW d'aFRR, tout en réduisant la charge de traitement des demandes de certification pour RTE et pour les responsables de réserve.

Le cadre proposé incite correctement les responsables de réserve à réaliser leurs essais lorsque la capacité cible de l'EDR est atteignable. Cependant, dans le cas inverse, l'absence d'action rétroactive n'incite pas les responsables de réserve à valider leur certification sous réserve.

SY8.2. Proposition de RTE

RTE souhaite renforcer l'incitation de réalisation des essais via un abattement possible des programmes, à postériori, si aucun dossier d'essai n'est envoyé à RTE.

Cet abattement concernera les périodes pendant lesquelles les valeurs de réserves programmées permettent de réaliser les essais, soit au moins deux fois 4h en continu et à la puissance cible ou 70% de la puissance cible si l'EDR est thermosensible.

RTE propose aussi de supprimer le paragraphe relatif au seuil d'évolution du périmètre de 10 %.

Exemple d'application de la proposition :

Une EDR thermosensible est certifiée pour 5MW et demande une pré-certification pour 10 MW. Elle peut alors réaliser ses essais dès qu'elle atteint une programmation de réserve de 7 MW.

La « pré-certification » est validée le 10 novembre et le RR programme 6 MW dès le 11 novembre. Le RR doit donc réaliser ses essais avant le 11 janvier.

Il programme pour la première fois 7 MW le 20 novembre sur 4h consécutives, et le 23 novembre sur 4h consécutives. Il doit alors réaliser ses essais avant le 7 décembre et envoyer le dossier d'essai à RTE avant le 21 décembre.

Si RTE ne reçoit pas de dossier, il peut abaisser les programmes de cette EDR à 5 MW depuis le 23 novembre.

SY8.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs ont apporté leur soutien à la suppression du seuil d'évolution du périmètre de 10%, conditionnant le besoin de réévaluation d'aptitude.

Deux acteurs ont demandé d'apporter plus de précisions complémentaires sur les modalités de requalification d'aptitude lors des évolutions de périmètres des EDR diffuse. L'un d'eux a aussi proposé un processus pour permettre l'augmentation progressive de la puissance offrable. En réponse à ces remarques, RTE a rappelé le processus de « certification d'aptitude sous réserve de réalisation des essais » lors du GT consacré à la synthèse des retours à la consultation et des propositions de RTE. Ce processus a été introduit dans la précédente version des règles (v1) pour encadrer et apporter de la flexibilité à l'évolution des EDR diffuses.

Un acteur a relevé une coquille dans l'exemple proposé ci-dessous. RTE a corrigé le rapport d'accompagnement en conséquence.

SY9. Autres évolutions

SY9.1. Durée de la consultation

SY9.1.1. Contexte

L'article 4.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

SY9.1.2. Proposition de RTE

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

SY9.2. Publication des énergies de réglage pour les sites de stockage stationnaire et injection

SY9.2.1. Contexte

Dans le contexte de la croissance de la participation des sites de stockage stationnaire et des sites EnR (à venir) aux Service Système fréquence, les Responsables d'Equilibre et les Responsables de Réserve ont partagé avec RTE leur besoin d'obtenir plus de données relatives à cette participation, notamment lorsque les sites sont agrégés. L'objectif étant :

- De faciliter la répartition des rémunérations entre sites et
- De mieux intégrer le comportement des sites réglant la fréquence aux modèles de prévision de production et de consommation.

RTE propose donc de publier auprès des RE et des RR les énergies de réglage à la maille site de sites injection et stockage stationnaire de leur périmètre. Ces énergies sont déjà calculées par RTE – mais pas publiées – grâce aux clés de répartition envoyées par les RR, tel que requis par l'article 4.M.2.2 du Chapitre 4.

Un calendrier de déploiement de ce nouveau service de publication sera présenté ultérieurement. Par ailleurs, il est important de préciser que ce service de publication à la maille site ne se fait pas au détriment du service de publication à la maille EDR déjà mis en place pour les RR (API aFRR Reserve) et RE (API Speed Balancing), qui sera maintenu.

SY9.2.2. Proposition de RTE

RTE propose la modification de l'annexe 4A3 du Chapitre 4 pour inclure l'autorisation donnée par le Responsable de Réserve à RTE pour la transmission de l'énergie de réglage à la maille site au RE de ce site.

SY9.2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Certains répondants ont demandé des précisions sur la formulation de la publication à la maille site et que cette publication soit incluse dans le corps des règles afin de pouvoir supprimer l'annexe 4.A.3.

La formulation proposée dans les règles fait mention d'une publication de « l'énergie de réglage activée, établie conformément à l'Article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ». L'article 4.M.2 c ouvre le calcul des énergies de réglage à la maille site (4.M.2.2) et maille entité.

La suppression de l'annexe 4.A.3 au même titre que la suppression de l'annexe 2.A.4 du Chapitre 2 nécessite selon RTE de plus amples études car elles sont seules à porter certains principes (cf. MA4.3). Ce sujet sera inscrit dans le cycle v3 de la concertation du Chapitre 4.

SY9.3. Ajout d'un cas de retrait du certificat d'aptitude

SY9.3.1. Contexte et proposition de RTE

Depuis le 1er avril 2024, RTE a ajouté une annexe aux trames de certification pour établir l'attestation par le RR du respect des conditions présentées dans la demande de certificat d'aptitude lors de la participation de l'EDR aux réserves.

RTE propose d'ajouter, en cohérence avec cette exigence, un cas de retrait du certificat d'aptitude si l'EDR ne respecte plus les données validées lors de la certification d'aptitude.

SY9.3.2. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé le retrait de cette modification du chapitre 4 en précisant que les modalités actuelles, de retrait en cas de défaillance de réglage détectée par le contrôle de performance, étaient suffisantes. Notamment, ce cas de retrait pourrait amener à retirer un certificat d'aptitude à cause de la dégradation du stock d'un site de stockage.

RTE a ajouté ce cas pour être cohérent avec les trames de certification. Ce cas de retrait a pour objectif de couvrir les modifications de l'EDR qui ne sont pas déclarées initialement dans les fiches d'informations et ne seraient pas détectées par le contrôle de performance, hors incident fréquence. Il ne cible pas la dégradation du stock d'une EDR, qui est à prendre en compte dans la programmation par l'acteur. RTE refuse de retirer cette modification.

SY9.4. Mise à jour du temps d'activation (FAT) de la réserve secondaire

Depuis le 18 décembre 2024, toutes les EDR doivent être certifiées avec une FAT maximale de 300s. Jusqu'à cette date, la valeur maximale était de 400s.

RTE propose de mettre à jour les exigences de FAT dans les articles 4.G.2 relatif aux critères d'aptitude et 4.J.1.2 relatif aux caractéristiques d'une offre en énergie de réserve secondaire.

SY9.5. Mise à jour du calcul de l'indemnité associée au surcoût SSYf

Le coefficient d'indemnité S est un paramètre des règles SSYf qui intervient dans le calcul de l'indemnité au PM. Cette pénalité est due quand le volume programmé par un responsable de réserve sur son périmètre, après un ajustement, devient inférieur à ses engagements.

Sa formule est la suivante :

$$S_A = \frac{\sum_{A-1} surcoûts\ SSY}{\sum_{A-1} volumes\ SSY\ reconstitués} - \frac{solde_{A-1}}{\sum_{A-1} aV_H + (1-a)V_B}$$

Formule de calcul du coefficient S

Le coefficient construit ainsi pourrait être négatif, ce qui entrainerait une inversion du système d'incitation via des pénalités financières.

RTE propose de modifier le calcul du coefficient S afin de garantir sa positivité en le limitant au minimum à une valeur nulle.

SY9.6. Correction d'une erreur dans la formule de valorisation des offres d'énergie de réserve secondaires activées à la baisse en mode d'activation en préséance économique

RTE a apporté une correction à une erreur de formulation dans les Règles de Marché pour les offres en Energies de Réserve Secondaire à la baisse pour le mode d'activation suivant le mécanisme de préséance économique. Jusqu'à présent la formule stipulait que la valorisation se faisait sur la base du *Prix Payé_B* en prenant la valeur maximale entre le prix marginal baisse et le prix d'offre, ce qui est incorrect car la valorisation de l'entité de réserve doit au moins couvrir son prix d'offre. Conformément à la logique symétrique entre les offres à la hausse et à la baisse, les Entités de Réserve à la baisse sont rémunérées au minimum entre le prix marginal baisse et le prix d'offre.
Il s'agit donc uniquement d'une correction de forme dans les textes réglementaires, sans impact sur la pratique : cette règle était déjà correctement implémentée dans nos outils SI de valorisation.

La formule corrigée est la suivante :

$$Prix\ Payé_B = min\left(MP_B\ ; Prix_{Offre^E_{aFRR,B}}\right)$$

Où :

- MP_B : le Marginal Price (Prix Marginal) à la baisse, qui correspond :
    - soit au CBMP France baisse en cas de partage avec la Plateforme PICASSO, selon les modalités définies par la « Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process » au titre de l'article 30 du Règlement EBGL ;
    - soit au aFRR LMP France baisse dans le cas où RTE serait déconnecté de la Plateforme PICASSO.
- $Prix_{Offre^E_{aFRR,B}}$: le prix de l'Offre en Energie de Réserve Secondaire à la baisse soumise à RTE pour une EDR et correspondant au volume de son Programme de Marche. Ce prix est celui associé à l'offre correspondant à la Période de Validité.

SY9.7. Amendement rédactionnel de l'article 4.K.2.7.2.2 suite à la mise à jour de l'Accord de bloc Fréquence-Puissance

RTE a apporté une correction à l'article 4.K.2.7.2.2 portant sur le calcul du seuil du besoin inélastique transmis à la plateforme PICASSO. Les définitions du Plafond Seuil Hausse et du Plafond Seuil Baisse ont été modifiées pour tenir compte de l'évolution introduite dans la nouvelle version de l'Accord de bloc Fréquence-Puissance : à partir du 1er juillet 2025, le besoin en réserve secondaire sera en effet calculé tous les semestres et non plus tous les trimestres. RTE a supprimé la référence au calcul trimestriel pour tenir compte de cette évolution.

SY9.8. Clarification du paragraphe sur la sous-télémesure

RTE propose de clarifier la condition de mise en œuvre d'une sous-télémesure. Cette clarification ne change pas le fond du paragraphe.

SY9.9. Correction de la durée de réponse en puissance de l'Entité de Réserve

L'article 4.G.2 exige que la réponse en puissance de l'EDR, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sur l'ensemble des pas où les EDP ou EDP soutirage constituant l'entité sont programmées. Il mentionne que la durée de ces pas est d'au minimum 30 minutes. Or le chapitre 1 des règles exige une programmation des valeurs de réserves primaires et secondaires, hausse et baisse, sur un pas d'au moins 15 minutes. RTE propose de mettre à jour l'exigence de l'article 4.G.2 en cohérence avec la durée minimale exigée dans le chapitre 1 des règles.

RTE propose également de mettre à jour la durée 30 minutes des articles 4.L.1.1 et 4.L.1.2 à la valeur 15 minutes.

SY10. Autres retours relatifs aux SSYf

Deux acteurs ont demandé à inscrire dans les dispositions transitoires 4.S.2, 4.S.6, 4.S.7, 4.S.8 et 4.S.9 un délai de réalisation des REX. RTE n'est pas favorable à cet ajout, dans la mesure où il est nécessaire d'avoir atteint un niveau de participation d'EDR au cadre expérimental couvert par les dispositions transitoires suffisamment élevé pour fournir un REX pertinent. La réalisation du REX est donc mécaniquement dépendante du nombre de participations à la disposition transitoire, et ne peut, par conséquent, être relié à un délai contraint. RTE maintient donc sa proposition.

Un acteur a proposé d'étendre l'annexe 0.A8, relative à la déclaration du fournisseur des sites au modèle de versement « régulé ». RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3.

Un acteur a proposé d'ajouter au chapitre 4, une borne maximale pour la capacité de réglage dans l'article 4.F.3.1.3.2. RTE est en accord avec la demande mais propose cette modification dans l'article 4.F.2.4.1.1 relatif aux dispositions applicables à tous les sites, et propose la puissance de raccordement comme puissance limite.

Un acteur a demandé à RTE de calculer le bilan de réserve à la maille de l'entité de réserve. Néanmoins, ce calcul est impossible car les engagements capacitaires sont émis à la maille du périmètre de réserve et ne sont pas déclinables à la maille site. RTE refuse la proposition.

Un acteur a demandé la mise en place d'une date pivot relative au passage du pas de programmation à 0,1 MW. RTE n'a pas communiqué d'engagement sur une date de mise en œuvre de la programmation et remise d'offres en énergie à une maille 0,1 MW. La feuille de route SI de RTE est chargée et de telles évolutions ne seront pas réalisables dans les deux prochaines années. RTE propose d'échanger sur ce point lors du prochain cycle de concertation.

Un acteur propose d'ajouter les définitions de « entité de réserve avec contrainte locale », « effet rebond », et « effet de compensation » dans les dispositions générales. RTE propose d'étudier l'ajout des définitions et de la trame dans les règles SSYf lors du cycle de concertation v3, sous condition de disposer d'une volumétrie de cas suffisante. A ce jour, RTE ne dispose pas d'une participation suffisante des EDR sous contrainte locale à la réserve secondaire pour l'intégrer dans le cadre pérenne des règles.

Un acteur a demandé que RTE mette à disposition les besoins en énergie aFRR ainsi que les volumes activés toutes les 4 secondes via API, en cohérence avec les prix. RTE a pris note de la proposition et étudie la faisabilité de cette publication par API.

Un acteur a demandé à RTE de confirmer que la certification en RS des sites LER pouvait être réalisée sur une durée de 15 minutes. RTE confirme que la programmation constante d'aFRR doit être réalisée sur un pas d'au moins 15 minutes d'après le chapitre 2 des règles de marchés. Cependant, les simulations requises dans la trame aFRR pour valider la gestion de charge sont difficilement déclinables dans le cas d'une programmation discontinue d'aFRR. RTE étudiera prochainement une adaptation de la trame de certification en aFRR pour couvrir plus de cas de programmation discontinue d'aFRR.

Un acteur a rappelé des sujets remontés lors de l’enquête RTE sur le processus de certification, en mars 2025 : mise en place d’une chronique de niveau N préconstruite pour la réalisation des essais réels, possibilité de valorisation sur les AOJ capacitaires lors des essais réels et une fusion des essais réels de dynamique et tenue de l’aFRR. RTE confirme que des travaux sont en cours pour proposer une chronique de niveau Ni spécifiquement pour les essais. RTE prévoit également d'autoriser la participation aux AO capacitaires durant les tests, uniquement pour les EDRs en certification sous réserve. Concernant les tests de rampe, RTE conserve ses exigences. RTE autorise les responsables de réserve à intégrer les essais de rampes dans l’essai 8h à condition de respecter les exigences.

ANNEXES

A. Tableau de correspondance des dates pivot

Certaines évolutions inscrites dans les règles n'entrent pas en vigueur au même moment que le reste du corpus. En effet, RTE inscrit des évolutions qui pourront entrer en vigueur postérieurement à l'entrée en vigueur proposée du reste du jeu de règles afin d'anticiper les changements et de donner le maximum de visibilité aux acteurs.

Lorsque cela est le cas, RTE indique une date ainsi que le préavis avec lequel cette date sera notifiée. Le tableau ci-dessous permet de compléter avec la meilleure vision « à date » de l'entrée en vigueur de ces différentes évolutions. Cette prévision pourra être réévaluée le cas échéant.

Ce tableau répertorie l'ensemble des dates pivot qui seront notifiées après l'entrée en vigueur du projet de règles mis en consultation. Pour rappel, la codification de ces dates a évolué pour une certaine harmonisation entre les différents chapitres des règles et éviter notamment des doublons pour des sujets différents. Cette nouvelle codification a été proposée dans la consultation sur la forme harmonisée des règles de marché.

Il convient également de noter la particularité de la date P, relative à la bascule applicative SYGA vers TOPASE, qui a été supprimée par anticipation car dans la version harmonisée des règles les noms des applications SI n'apparaissent plus, et ce, pour garantir une rédaction pérenne des règles et distinguer les modalités « marchés » des modalités « techniques SI ». De plus, cette date devrait avoir été notifiée lorsque les règles entreront en vigueur en 2024.

Nouvelle date	Description	Commentaire (date prévisionnelle)
MA_1	Simultanéité d'une Offre d'Ajustement activée sur le MA et NEBCO lorsque moins de 10% des Sites de l'EDA appartiennent à l'EDE	–
MA_2	Obligation pour les EDA Injection RPD d'envoyer un Programme d'Appel et possibilité pour une EDA Injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de Sites d'Injection de soumettre des Offres d'Ajustement Spécifique explicite	T3 2026
MA_4	Début de la phase d'augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets d'offres	T4 2025
MA_5	Fin de la phase d'augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets d'offres	T1 2026
MA_6	Possibilité d'appliquer les méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) aux EDA Soutirages Profilées	-

MA_7	Possibilité pour une EDA Injection RPD d'être constituée de plusieurs EDP, composées uniquement de Sites d'Injection, tous raccordés directement ou indirectement sur le RPD, éventuellement raccordés à des GRD différents	2027
MA_9	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la conformité des offres d'une EDA	T2 2026
MA_{10}	Suppression du cadre dérogatoire des offres d'ajustement inférieures à 10 MW	T4 2026
MA_{11}	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA)	T2 2026
MA_{12}	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA) et en Direct Activation (DA)	-
MA_{13}	Passage des chroniques constitutives des Conditions d'Utilisation de l'Offre (CUO) à 15 minutes	T2 2026
MA_{16}	Bascule vers les critères stricts de conformité pour la participation à la plateforme MARI	-
MA_{17}	Prise en compte de l'Ecart de Programmation dans le calcul du Volume Réalisé, pour les EDA injection	T4 2026
PR_1	Etablissement par le GRD de rang 1 d'un programme d'appel agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un poste source	T1 2027
PR_2	Obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un programme d'appel et possibilité pour une EDA Injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de Sites d'Injection de soumettre des Offres d'Ajustement	T2 2026
PR_3	Transmission, par le receveur d'ordre, des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques	T1 2026
PR_4	Début de la phase d'augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets d'offres	T4 2025
PR_5	Fin de la phase d'augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets d'offres	T1 2026
PR_6	Ouverture d'un guichet de programmation IJ à 18h en J-1	-

PR_{19}	Pénalisation des défaillances d'EDP	T1 2027
RE_1	Dématérialisation des annexes 3.A5, 3.A7	-
SY_1	Agrégation de plusieurs EDP ou EDP soutirage RPD dans une EDR mixte (modèle cible)	S1 2026
SY_9	Insensibilisation des RE à l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage y compris les sites appartenant à une entité de réserve diffuse	S1 2027
SY_{14}	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2025
SY_{19}	Participation expérimentale des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables aux SSYf	S1 2026
SY_{20}	Transmission des données compteur RPD des GRD à RTE	2026
SY_{21}	Passage de la valeur de TminLER de 15 minutes à 30 minutes	T4 2026
SY_{24}	Mise en œuvre du modèle de versement corrigé pour les sites de soutirage RPD sous CARD-S en SSYf	T1 2027
SY_{25}	Mise en œuvre du modèle de versement régulé pour les sites de soutirage RPD en SSYf	-

Dates pivots supprimées

Dans le présent projet de règles, RTE propose de supprimer les dates suivantes car la mise en œuvre des modalités qu'elles désignaient ont été notifiées ou seront notifiées avant la date d'entrée en vigueur du projet de règles :

- Date PR_{14} du chapitre 1, date MA_{14} du chapitre 2 et date SY_{14} relatives à la déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf
- Date PR_{15} relative à la fin de la possibilité de programmer au pas 30 minutes
- Date MA_{15} relative au passage des indicateurs d'équilibrage (dont déséquilibre, Tendance du Système électrique et PRE) à 15 minutes
- Date MA_{20} relative à l'évolution du contrôle de réalisé en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 Minutes
- Date MA_{21} relative au passage du contrôle de la défaillance au pas 15 Minutes
- Date MA_3 relative à la transmission du programme de marche par le receveur d'ordre à la suite d'un ajustement spécifique. Il n'y a pas de trace de cette modalité dans le chapitre 2, tout étant contenu dans le chapitre 1. La date PR_3 est donc conservée dans le chapitre 1

- Date RE_2 relative à la correction des périmètres d'équilibre à la suite d'activations de Flexibilités Réseau RPT
- Date RE_{15} à RE_{19} en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes
- Date SY_5 relative à l'évolution des formules de pénalités
- Date SY_7 relative à la connexion de RTE à la plateforme européenne de réserve secondaire PICASSO
- Date SY_8 relative à l'insensibilisation des RE à l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage à l'exception des sites appartenant à une EDR diffuse
- Date SY_{15}, SY_{22} et SY_{23} en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes

B. Prise en compte des retours émis lors de la consultation sur l'évolution des règles de marché

B.1. Retours relatifs aux Dispositions Générales

Acteur	Sujet et/ou article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
ADEeF	0.FT2.1.1.	Les GRD prennent note des demandes formulées en GT que le prochain cycle de concertation (préparant les règles v3) instruise de nouvelles options pour le contrôle de réalisé pour les EDA injection RPD. Ces travaux permettront de donner de la visibilité et de définir une trajectoire de mise en œuvre dans les SI des gestionnaires de réseau.		La méthode de contrôle du réalisé basée sur le PA est actuellement la seule méthode autorisée pour les EDA injection liées à des EDP ; après la date MA2, cela devrait être le cas pour toutes les EDA injection, tant sur le RPT que sur le RPD. Il n'est actuellement pas prévu d'ouvrir d'autres méthode de contrôle du réalisé pour ces moyens, mais RTE est prêt à instruire le sujet lors du prochain cycle de concertation.
ADEeF	0.A7.1 0.A7.2 2.F.3.2.3.1 2.F.3.2.3.2 4.F.2.4.1.1	L'ADEeF propose que l'Annexe 0.A7 (modèle d'accord site pour la participation à NEBCO) s'applique également pour les sites de soutirage participant au MA (2.F.3.2.3.1 & 2.F.3.2.3.2) et aux SSYf (4.F.2.4.1.1), comme cela est proposé au § 5.E.4 du rapport d'accompagnement des règles NEBCO. Une harmonisation des trames des accords sites est en effet nécessaire pour faciliter la vérification du consentement du Client à la transmission et l'utilisation de données à caractère personnel. Ce modèle d'Accord Site aura par ailleurs vocation à être étendu à l'ensemble des sites (incluant injection et stockage) participant aux mécanismes de marché		RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3.
ADEeF	0.A7.2.	Coquille : les sites de soutirage concernés par l'annexe A7.2 relèvent du Modèle Corrigé (et non du Modèle régulé comme indiqué)		RTE a pris en compte la correction dans l'annexe 0.A7.2 des Dispositions Générales.
ADEeF	0.A8 2.F.3.2.3 2.A3 4.F.2.4.1.2 4.A5	L'Annexe 0.A8 (déclaration du fournisseur pour les sites CARD inf 36, pour application du versement « modèle régulé ») pourrait être étendue à MA et SSYf, et ainsi se substituer aux actuelles annexes équivalentes pour le MA (2.A3 & 2 2.F.3.2.3) et SSYf (4.A5 & 4.F.2.4.1.2)		RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3.
Alpiq	0.A. Définitions	Définition "Activation Programmée de mFRR (Scheduled Activation)" en double	Supprimer le doublon	RTE remercie Alpiq pour cette remarque et supprimera le doublon.

Alpiq	0.FT1.2. Barèmes forfaitaires pour le versement au Modèle Régulé	La méthode de calcul n'a pas été modifiée et se base toujours sur l'ARENH (prend fin au 31 déc. 2025) et le PREC (prend fin en avril 2026).	Indiquer l'évolution de la méthode de calcul à partir du 1er janvier 2026.	Une nouvelle formule de barème tenant compte de la fin de l'ARENH sera proposée en GT Effacements pour une entrée en vigueur au 1er janvier 2026.
Alpiq	0.A7.2 Accord entre le Participant et le(s) Site(s) de Soutirage TITULAIRE(S) D’UN CONTRAT D’ACCES AU RESEAU en vue de la participation aux mecanismes de marche de RTE	Est ce que l'accord couvre aussi les sites ayant un CARD-I ?	Ajouter l'annexe des sites de production dans les dispositions générales.	RTE remercie l'ADEeF pour ce retour. L'annexe concerne pour l'instant les sites de soutirage participants à NEBCO. Cela ne couvre donc pas le cas des sites d'injection correpondant à des contrats CARD-Injection. L'objectif est d'élargir l'annexe aux sites de soutirage participants au MA et au SSYf, lors du prochain cycle de concertation.
Alpiq	0.A. Définitions	Nous proposons de rajouter les définitions de qui sont présentes dans la trame "Projet Trame aFRR AGREGAT v20250407" : - 4.A13.2.6. Entité de réserve avec contrainte locale . La notion de Contrainte locale est assez vague et on ne sait pas à quoi cela s'applique : Puissance de raccordement ne permettant pas l'injection ou le soutirage de toutes les unites présentes, risque de contrainte, injection en parallele ou en décompte, limitaion réseau, limittaton temps réel à la demande d'un gestionnaire de réseau.	Alpiq réitere sa demande d'intégrer cette trame 'Trame aFRR AGREGAT v20250407" : dans le corps des régles car elle est utlisée pour des certifications et les projets d'investissement se basent sur les exigences de cette trame. La fiche d'information 1 à utiliser et celle en projet et non celle, dans les trames en annexe de régles ce qui ajoute de la confusion. A ce titre, cette trame doit etre aussi consultée et validée par la CRE.	A ce jour, RTE ne dispose pas d'une participation suffisante des EDR sous contrainte locale à la réserve secondaire pour l'intégrer dans le cadre pérenne des règles. RTE propose d'étudier l'ajout des définitions et de la trame dans les règles SSYf lors du cycle de concertation v3, sous condition de disposer d'une volumétrie de cas suffisante.
Alpiq	0.A. Définitions	Nous proposons de rajouter les définitions de qui sont présentes dans la trame "Projet Trame aFRR AGREGAT v20250407" : Effet Rebond et effet de compensation, qui doivent apparaitre dans d'autres mécanismes. La trame à l'article "4.A13.6. Gestion et maîtrise de la contrainte local" fait apparaitre des seuils sans références, les conditions restent trop vagues.	Alpiq réitere sa demande d'intégrer cette trame dans le corps des régles car elle est utlisée pour des certifications et les projets d'investissement se basent sur les exigences de cette trame.	A ce jour, RTE ne dispose pas d'une participation suffisante des EDR sous contrainte locale à la réserve secondaire pour l'intégrer dans le cadre pérenne des règles. RTE propose d'étudier l'ajout des définitions et de la trame dans les règles SSYf lors du cycle de concertation v3, sous condition de disposer d'une volumétrie de cas suffisante.

Boralex	O.FT1.8	Contexte: RTE souhaite remplacer la **garantie bancaire** jusque là demandée pour garantir les opérations par une **garantie à première demande**. Analyse BORALEX : Ce type de garantie permet au bénéficiaire de la déclencher sans avoir à prouver le manquement du débiteur contrairement à la garantie bancaire qui ne peut être appelée que si la défaillance est prouvée. La garantie à première demande est très engageante.	Conserver la notion de garantie bancaire simple.	RTE a toujours exigé que le RE fournisse une garantie bancaire "à première demande" dans le cadre de la contractualisation d'un AP-RE. En effet, notre trame de Garantie Bancaire (figurant à l'annexe 0.A4 des Dispositions Générales des Règles de marché) fait explicitement référence à l'article 2321 du code civil. La mention expresse de cet article permet de clarifier l'exigence de fourniture d'une garantie autonome pour distinguer clairement celle-ci d'un cautionnement. Il n'y a donc pas d'évolution des exigences de RTE sur ce point. Il semble par ailleurs y avoir une confusion entre la notion de garantie bancaire et celle de cautionnement : la garantie bancaire est effectivement un mécanisme qui permet d'appeler les fonds sans devoir expressément prouver la défaillance, tandis que le cautionnement nécessite que la défaillance soit prouvée. Or nous n'avons jamais prévu un cautionnement pour garantir la sécurisation financière, on se fonde toujours sur le même article du code civil dans la nouvelle version des règles : art 2321 du code civil.
EDF	§0.A.4 (DG2)	Le numéro de l'annexe « MODELE DE GARANTIE BANCAIRE A PREMIERE DEMANDE » est supprimé à tord, il convient d'ajouter 0.A4		RTE remercie EDF pour cette remarque et va réintroduire la numérotation de cette annexe.
EDF	§0.A-Definitions (DG3)	La définition de "Ecarts de programmation" ne semble pas assez précise au regard de sa description en MA5.	Ecart de programmation : pour une EDA injection liée à une EDP, écart entre la courbe de charge et le dernier programme d'appel reçu, moyenné avant et après l'ajustement.	RTE remercie EDF pour ce retour et a intégré la modification proposée
EDF	§0.A-Definitions (DG3)	La modification du DMO doit être accompagnée d'un amendement du Guide Implémentation TAO §3.2 et du CODE DIALOGUE qui introduit en §6.2 la notion « instant de réception » = basée sur l'instant de « Consultation de l'ordre » ou « Envoi de la réponse ». Ces amendements doivent également préciser le calcul de l'instant d'activation de l'ajustement nécessaire au suivi du réalisé en fonction du type d'ordre "immédiat" ou "différé" cf. slides 47 et 48 du GT PROG-MA du 10/04/2025.		Les modifications ont été apportées dans la dernière version du guide TAO, mis en ligne sur le site de RTE début août.

EDF	§0.U (DG4)	Selon l'article 15 de REMIT et le chapitre 9 de la version 6.1 Guidance de l'ACER, RTE a le devoir de mettre en place une surveillance visant à détecter certains cas suspects concernant un ordre ou une transaction et, quand nécessaire, de les remonter aux autorités de régulation. Dans ce cadre, RTE n'est pas doté d'un pouvoir d'enquête et par conséquent les acteurs n'ont pas d'obligation de réponse aux sollicitations de RTE ou d'obligation de signalement auprès de RTE. Cependant EDF reconnait l'utilité d'une collaboration volontaire des acteurs en cas de sollicitation de RTE.	Supprimer le texte barrée et ajouter le texte en gras. « ~~Cette surveillance vise à détecter les situations potentielles de manipulations de marchés, d'opérations d'initiés ou de déclaration des informations privilégiées ne remplissant pas les exigences du règlement REMIT~~ **Cette surveillance vise à détecter les cas suspects dans lesquels un ordre ou une transaction pourrait violer les articles 3 ("opérations d'initiés"); 4("divulgation d'information privilégiée"), 5 ("manipulation de marché")** et à en informer l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le cas échéant, conformément au règlement REMIT. ~~En cas de détection d'une situation anormale sur les mécanismes de marchés, RTE peut Notifier les Participants à l'origine du comportement identifié afin d'obtenir des explications sur l'origine et les raisons de ce dernier. En cas de Notification par RTE, les Participants s'engagent à fournir les explications demandées, ou toute autre information utile.~~ **En cas de détection d'une situation anormale, RTE peut demander des informations aux Participants concernant cette situation »**	RTE remercie EDF de sa remarque et a modifié la rédaction de l'article.

EDF OA	Balise 0.U du rapport d'accompagnement	Selon la guidance ACER on REMIT (Art 9.4.4. Systems and procedures for PPATs), RTE a devoir de mettre en place une stratégie de surveillance de marché et, quand necessaire, de remonter les cas suspects aux autorités de régulation. Dans ce cadre, RTE n'est pas doté d'un pouvoir d'enquête et par conséquent les acteurs n'ont pas d'obligation de réponse aux sollicitations de RTE. Cependant EDF reconnait l'utilité d'une collaboration volontaire des acteurs en cas de sollicitation de RTE.	Supprimer le texte et modifier. « ~~Cette surveillance vise à détecter les situations potentielles de manipulations de marchés, d'opérations d'initiés ou de déclaration des informations privilégiées ne remplissant pas les exigences du règlement REMIT~~ **Cette surveillance vise à détecter les cas suspects dans lesquels un ordre ou une transaction pourrait violer les articles 3 ("opérations d'initiés"); 4("divulgation d'information privilégiée"), 5 ("manipulation de marché")** et à en informer l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le cas échéant, conformément au règlement REMIT. ~~En cas de détection d'une situation anormale sur les mécanismes de marchés, RTE peut Notifier les Participants à l'origine du comportement identifié afin d'obtenir des explications sur l'origine et les raisons de ce dernier. En cas de Notification par RTE, les Participants s'engagent à fournir les explications demandées, ou toute autre information utile.~~ **En cas de détection d'une situation anormale, RTE peut demander des informations aux Participants concernant cette situation »**	RTE remercie EDF OA de sa remarque et a modifié la rédaction de l'article.

Energy Pool	Garantie bancaire	Nous réitérons notre demande d'intégrer une clause relative à la lutte anti-corruption qui est imposée par le service de conformité des banques, applicable et d'usage pour la profession bancaire quel que soit le garanti. L'absence de cette clause complexifie grandement voire bloque l'obtention de la garantie bancaire. Nous suggérons également que la trame de garantie prévoit la soumission aux Règles Uniformes de l'ICC pour les Garanties sur Demande (RUGD 758), également d'usage dans ces contrats.	Ajouter la clause relative à la lutte anti-corruption, détaillée en colonne F et préciser que la garantie est soumise aux règles uniformes de l'ICC pour les Garanties sur Demande (RUGD 758) Aucun paiement ne pourra être effectué au titre du présent engagement si le Bénéficiaire, une de ses filiales, société contrôlée par une autre au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce ci-après désignées les Filiales, l'un de ses représentants légaux, administrateurs, dirigeants, mandataires ou salariés, un de ses actionnaires ou associés, directs ou indirects, ou ses représentants légaux, administrateurs, dirigeants ou salariés : (A) exerce ou a exercé une activité ou a commis un acte ou s'est comporté d'une manière susceptible d'enfreindre les lois ou réglementations en matière de lutte contre le blanchiment de capitaux, la corruption ou le terrorisme en vigueur dans toute juridiction compétente ; (B) est engagé dans une activité, a reçu des fonds ou tout autre actif d'une Personne Sanctionnée ou a commis un acte qui pourrait violer toute loi ou réglementation applicable ayant pour objectif la prévention ou la répression de la corruption, du blanchiment d'argent ou du terrorisme dans toute juridiction applicable ; (C) est une Personne Sanctionnée ; (D) est une personne (1) engagée dans une activité avec une Personne Sanctionnée, (2) ayant reçu des fonds ou tout autre actif d'une Personne Sanctionnée ou (3) engagée dans une activité avec une Personne située, constituée ou résidente dans un Pays Sanctionné, et le Bénéficiaire et ses Filiales ont pris et maintiennent toutes les mesures nécessaires et ont notamment adopté et mis en œuvre des procédures et lignes de conduite adéquates afin de prévenir toute violation de ces lois, réglementations et règles visées ci-dessus. "Personne Sanctionnée" désigne toute personne physique ou entité (ayant ou non la personnalité morale) qui (a) figure, ou qui est directement ou indirectement détenue ou contrôlée par, ou qui agit pour le compte de, une ou plusieurs personnes ou entités figurant sur toute	L'application des règles uniformes de l'ICC est facultative et RTE ne souhaite pas être soumis à l'application de ces règles. S'agissant de l'ajout d'une clause relatives à la lutte anti-corruption dans notre trame de Garantie, RTE possède sa propre clause. RTE précise qu'à la demande du RE/Garant, il est possible d'ajouter une clause relative à la lutte anti-corruption dès lors qu'elle correspond à la rédaction proposée par RTE.

			liste de personnes ou entités désignées ou faisant l'objet de mesures restrictives tenue par une Autorité de Sanctions, (b) est située, constituée ou résidente dans un Pays Sanctionné, ou (c) fait l'objet ou est autrement la cible, ou qui est détenue ou contrôlée par toute personne qui fait l'objet ou est autrement la cible, d'une quelconque Sanction. "Pays Sanctionné" désigne un pays ou un territoire qui fait, ou dont le gouvernement fait, l'objet d'une Sanction interdisant ou restreignant les relations avec ledit gouvernement, pays ou territoire. "Sanctions" désigne toute loi, réglementation ou mesure restrictive relative à toute sanction économique, financière ou commerciale (notamment toutes sanctions ou mesures relatives à un embargo, un gel des fonds et des ressources économiques, à des restrictions pesant sur les transactions avec des personnes ou portant sur des biens ou des territoires déterminés) émises, administrées ou mises en application par les Nations-Unies (incluant notamment le Conseil de Sécurité de l'Organisation des Nations-Unies), l'Union Européenne (ou tout Etat membre actuel ou futur), la France, le Royaume-Uni (en ce compris le Trésor britannique), les Etats-Unis d'Amérique (incluant notamment le Bureau de Contrôle des Actifs Etrangers (Office of Foreign Assets Control ou OFAC) rattaché au Département du Trésor américain et le Département d'Etat américain), ou par toute autre autorité compétente en matière de sanctions dans les juridictions concernées des Etats ou organisations susvisés (une "Autorité de Sanctions"). Le Bénéficiaire s'engage, en adressant la demande de paiement à la Caisse d'Epargne : - à respecter l'ensemble des réglementations de lutte contre le blanchiment de capitaux et le financement du terrorisme qui signifient (i) l'ensemble des dispositions légales et réglementaires françaises relatives à la lutte contre le blanchiment d'argent, notamment celles contenues au Livre III, titre II « Des autres atteintes aux biens » du Code pénal, et relatives à la lutte contre le financement du terrorisme, notamment celles contenues	

			au Livre IV, Titre II « Du Terrorisme » du Code pénal ainsi que celles contenues au Livre V, Titre VI « Obligations relatives à la lutte contre le blanchiment des capitaux, le financement des activités terroristes, les loteries, jeux et paris prohibés et l'évasion et la fraude fiscale » du Code monétaire et financier et (ii) les réglementations étrangères relatives à la lutte contre le blanchiment d'argent et le financement du terrorisme dans la mesure où celles-ci sont applicables ; - à ne pas utiliser, prêter, investir ou apporter les fonds mis à sa disposition en cas de mise en jeu de la présente garantie dans des opérations qui contreviendraient aux réglementations de lutte contre le blanchiment de capitaux et le financement du terrorisme précitées ; - à ne pas utiliser (et à faire en sorte qu'aucune de ses Filiales n'utilise), directement ou indirectement, les fonds mis à sa disposition en cas de mise en jeu de la présente garantie, notamment aux fins de prêter, apporter, investir ou rendre autrement disponible lesdits produits à toute Filiale, actionnaire ou associé direct ou indirect du Bénéficiaire ou de l'une quelconque de ses Filiales ou à un quelconque partenaire en co-entreprise ou à toute autre personne (i) dans le but de financer ou faciliter des activités ou affaires d'une personne ou avec une personne qui est une Personne Sanctionnée, ou qui lui est liée ou associée, ou dans un pays ou un territoire qui est un Pays Sanctionné ou (ii) d'une quelconque manière susceptible d'entraîner l'application de Sanctions à l'encontre du Bénéficiaire et/ou toute autre personne (y compris toute personne intervenant en qualité de banque, conseil, investisseur ou autre) ; - à respecter (et à faire en sorte que ses Filiales respectent) toute Sanction et à maintenir en vigueur et appliquer des politiques et dispositifs de protection adéquats destinés à assurer le respect de cette obligation.	
Energy Traders Europe	Deletion of terms and notions linked to TERRE and standard offers of RR	We have no specific comment. We welcome the fact that the termination of the TERRE platform is reflected in national rules, provided the technical requirements are met, and that the phase-out occurs under the best possible conditions for market participants (e.g., not on a bank holiday or the first day of a month).		RTE remercie Energy Traders Europe pour son retour.

Energy Traders Europe	Addition of article on market surveillance	We highlight the importance of a clear information request procedure for market participants. We also wonder if there might be a duplication of regulatory oversight between the CRE and RTE in their monitoring roles. Nonetheless, we encourage good information flows between the TSO and NRA on REMIT when investigating possible breaches.		The wording has been changed to clarify the boundary between the monitoring roles of RTE and the CRE.
Engie	0.A	DNA n'est défini que pour les offres spécifiques. Alors que RRRC prévoit des conditions de DNA sur les offres MA, qu'elles soient explicites ou implicites.		La notion de DNA définie dans les DG pour les offres spécifiques est commune à l'implicite et à l'explicite. En revanche, les modalités de déclaration diffèrent entre l'implicite (contraintes pérennes ou commentaire dans les CT_PROD 5) et l'explicite (champ dédié dans les CT_CE). L'harmonisation des modalités de déclaration est prévue dans le périmètre de la modernisation des offres d'ajustement.
Engie	FT2	La méthode basée sur le PA ne devrait-elle pas être décrite dans cette section (et apparaitre dans le tableau de synthèse, pour une meilleure compréhension) ? En effet, à partir de MA2 (2026), les sites d'une EDA Injection RPD devront être rattachés à une EDP, et que conséquemment, le contrôle du réalisé sera basé que sur le Programme d'Appel.		La méthode de contrôle du réalisé basée sur le PA n'est applicable que dans le cadre du MA, pour les EDA constituées d'EDP. Dans une vision cible post date MA2, la fiche technique FT2 décrit les différents méthodes d'établissement de la courbe de charge applicables aux entités constituées de sites de soutirage.
SER	0.FT1.8. Sécurisation financière pour le Modèle de Versement Régulé	Le SER indique que le passage d'une garantie Bancaire à la Garantie de première demande sera pénalisant pour les acteurs de petite et moyenne taille, qui n'ont pas forcément les mêmes modalités d'accès à ces produits.	Conserver la notion de garantie bancaire simple.	RTE a toujours exigé que le RE fournisse une garantie bancaire "à première demande" dans le cadre de la contractualisation d'un AP-RE. En effet, notre trame de Garantie Bancaire (figurant à l'annexe 0.A4 des Dispositions Générales des Règles de marché) fait explicitement référence à l'article 2321 du code civil. La mention expresse de cet article permet de clarifier l'exigence de fourniture d'une garantie autonome pour distinguer clairement celle-ci d'un cautionnement. Il n'y a donc pas d'évolution des exigences de RTE sur ce point.
SER	0.FT2. METHODES POUR L'ETABLISSEMENT DE LA COURBE DE REFERENCE	Le SER souligne que le texte actuel ne propose pas de méthodologie de contrôle du réalisé pour les installations de production d'énergies renouvelables.		La méthode de contrôle du réalisé du MA applicable aux EDA constituées d'EDP est décrite dans le chapitre 2 des règles de marché, ne concernant que celui-ci. Les méthodes citées dans cet article des dispositions générales sont applicables pour le soutirage (et, jusqu'à la date MA2, aux EDA injection non liées à des EDP), à la fois pour le MA et pour NEBCO.

UFE	Ajout d'un article relatif à la surveillance des marchés	Selon l'article 15 de REMIT, RTE a le devoir de mettre en place une surveillance visant à détecter certainDans ce cadre, RTE n'est pas doté d'un pouvoir d'enquête et par conséquent les acteurs n'ont pas d'obligation de réponse aux sollicitations de RTE. Cependant, l'UFE souligne l'utilité d'une collaboration volontaire des acteurs en cas de sollicitation de RTE. s cas suspects concernant un ordre ou une transaction et, quand nécessaire, de les remonter aux autorités de régulation.	§0.U Supprimer le texte et modifier. « ~~Cette surveillance vise à détecter les situations potentielles de manipulations de marchés, d'opérations d'initiés ou de déclaration des informations privilégiées ne remplissant pas les exigences du règlement REMIT~~ **Cette surveillance vise à détecter les cas suspects dans lesquels un ordre ou une transaction pourrait violer les articles 3 ("opérations d'initiés"); 4("divulgation d'information privilégiée"), 5 ("manipulation de marché")** et à en informer l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le cas échéant, conformément au règlement REMIT. ~~En cas de détection d'une situation anormale sur les mécanismes de marchés, RTE peut Notifier les Participants à l'origine du comportement identifié afin d'obtenir des explications sur l'origine et les raisons de ce dernier. En cas de Notification par RTE, les Participants s'engagent à fournir les explications demandées, ou toute autre information utile.~~ **En cas de détection d'une situation anormale, RTE peut demander des informations aux Participants concernant cette situation »**	RTE remercie l'UFE de sa remarque et a modifié la rédaction de l'article.

Voltalis	0.FT1.8.1. Garantie Financière	Pour les Sites de Soutirage au Modèle Régulé, le montant de la Garantie Financière correspond au maximum sur une période de 12 mois des sommes des montants dus au titre du versement fournisseur sur une période de 5 mois. Bien que nous comprenions le besoin pour RTE d'avoir une Garantie Financière couvrant ce délai étant donné le passage à un processus de facturation à une fréquence trimestrielle, nous souhaitons alerter sur les impacts de cette évolution, en particulier pour les acteurs ayant un volume d'activité variable. En effet, un opérateur du pilotage de la consommation aura par nature une activité éminemment variable, en fonction de ses actifs (comme le chauffage, générant une activité concentrée sur la période hivernale) et aussi des besoins du système et des marchés (de plus en plus variables avec la croissance des productions renouvelables). Pourtant, la méthode de calcul proposée **imposerait une Garantie Financière maximale même pendant les périodes de faible activité ; ce qui causerait de nombreuses difficultés.** En effet, pour rappel la Garantie Financière est composée d'une Garantie Bancaire (obligatoire) et, de manière facultative pour les acteurs qui le souhaitent, d'un dépôt de liquidités. Un tel montant en dépôt de liquidités ou en Garantie Bancaire est **impossible pour une entreprise petite ou moyenne pour les mois de faible activité.** En effet, une Garantie Bancaire nécessite de bloquer le montant correspondant, en plus des frais prélevés. Cette disposition est donc extrêmement critique les mois de faible activité et discriminatoire au profit des très grandes entreprises.	Pour faire face à ce risque, il faudrait prendre non pas le maximum sur une période de 12 mois des sommes des montants dus au titre du versement fournisseur sur une période égale à 5 mois, mais un montant qui reflète l'activité des 5 mois en cours. Ainsi, la **variation d'activité devrait être prise en compte** ; par exemple via la **possibilité pour l'opérateur de déclarer au fur et à mesure les volumes d'activité**, et ainsi de **réviser à la baisse durant les mois de moindre activité le montant de la Garantie Bancaire**. Si l'Opérateur dépasse le niveau d'activité déclaré, ou souhaite le réévaluer, le montant de la Garantie Bancaire pourrait être révisé en conséquence. Ce problème est bien connu dans différents dispositifs, où des solutions similaires à celle proposée ont été mises en place : - **Régimes d'imposition à la TVA avec des paiements semestriels ou mensuels selon le CA** : Pour les entreprises redevables de la TVA, les obligations déclaratives dépendent du régime d'imposition qui est déterminé en fonction du chiffre d'affaires. Le régime réel simplifié de TVA s'applique aux entreprises dont le chiffre d'affaires annuel hors taxes se situe entre certains seuils et permet aux entreprises d'avoir une seule déclaration annuelle et des acomptes semestriels. Au-delà de ce seuil, les entreprises relèvent du régime réel normal, qui impose une déclaration mensuelle de TVA. Toutefois, si le montant de la TVA due sur l'année est inférieur à un certain seuil une déclaration trimestrielle reste possible. - **Impôt sur les sociétés et impôt sur le revenu** : Les entreprises soumises à l'impôt sur les sociétés doivent verser 4 acomptes trimestriels au cours de l'exercice, dont le montant est calculé à partir des résultats du dernier exercice clos. Toutefois, une entreprise peut choisir de réduire ces montants si elle anticipe une baisse de ses résultats, par exemple du fait d'une baisse de son activité. Les particuliers soumis à l'impôt sur le revenu	RTE tient à rappeler que les OE bénéficient déjà de modalités de calcul de leur Garantie Bancaire allégées par rapport à celles des Responsables d'Equilibre. En outre, RTE est soumis à un principe de non-discrimination des acteurs dans l'accès aux mécanismes de marché et ce principe est également applicable à la sécurisation financière de ces mécanismes. RTE précise par ailleurs que les modalités de sécurisation financière des contrats conclus par les OE n'ont pas été modifiées lors de cette révision des Dispositions Générales. En tout état de cause, une modification de ces modalités telle que celle proposée par Voltalis devrait nécessairement faire l'objet d'une concertation par RTE auprès de l'ensemble des acteurs intéressés.

			s'acquittent de cet impôt par le biais du prélèvement à la source dont ils peuvent modifier le taux en fonction de l'évolution de leurs revenus. Dans les deux cas, ces adaptations sont libres à l'initiative du contribuable. L'administration fiscale se réserve le droit de contrôler ces modifications et de sanctionner d'éventuels abus, notamment en cas de sous-estimation manifeste des acomptes ou du taux de prélèvement. Une approche similaire pourrait ici être mise en oeuvre.	
Voltalis	0.FT2. Etablissement de la Courbe de Référence en cas d'Activations simultanées sur le Mécanisme d'Ajustement et NEBCO	Les activations simultanées sur MA et NEBCO devraient être encouragées : en effet, l'opérateur pourrait effacer en régime nominal sur NEBCO et intensifier les effacements lors des activations MA pour répondre aux besoins d'équilibrage du réseau. Pourtant, les **activations simultanées sont découragées par de nombreuses contraintes sur le contrôle du réalisé.** Par défaut, lorsqu'un acteur réalise des effacements simultanés sur une EDA et une EDE disposant de sites de soutirage en commun, les **volumes réalisés sur les deux mécanismes sont considérés comme nuls**. Il existe toutefois plusieurs cadres dérogatoires : si la constitution de l'EDA et celle de l'EDE sont strictement identiques ; lorsque leur intersection contient plus de 90% en commun ; ou moins de 10% de sites en commun après la date MA1. Toutefois même dans ces deux derniers cas, les règles en vigueur impliquent un abattement du volume réalisé jusqu'à 10% (lorsque moins de 10% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE le volume réalisé sur l'intersection EDA/EDE est considéré comme nul ; et de manière similaire, lorsque l'intersection de l'EDA et de l'EDE contient plus de 90% des sites de l'EDA et de l'EDE, les 10% restants ne sont pas comptabilisés). L'ensemble de ces contraintes limite la possibilité pour un acteur de réaliser des activations simultanées sur MA et NEBCO. En outre, en dehors de ces cas de figure, la valorisation simultanée demeure impossible. Cette impossibilité est d'autant plus contraignante que les délimitations des EDE comme des EDA répondent à de multiples exigences, dans chacun des dispositifs concernés, et ce inclus les différents dispositifs d'appels d'offres rattachés au MA. Il en résulte une fragmentation des entités, entraînant une perte de foisonnement, qui est pourtant le principe sur lequel repose l'effacement dans les bâtiments pour créer des prévisions fiables et précises.	Pour faire face à ces contraintes, il devrait tout d'abord être **donné de la visibilité sur la date MA1** ; la possibilité, à partir d'une certaine date, d'une activation d'une offre sur le MA et NEBCO lorsque moins de 10% de l'EDA appartient à l'EDE ayant été introduite depuis déjà les règles v8.1. En outre, Voltalis recommande un **traitement plus générique des simultanéités d'activation MA et NEBCO, qui pourrait se baser sur une règle d'attribution des volumes entre les deux mécanismes.**	RTE prend note de la demande de visibilité sur la date MA1, et de la proposition concernant la simultanéité MA/NEBCO.

Voltalis	0.FT2. Méthodes de contrôle du réalisé sur le Mécanisme d'Ajustement	Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, la méthode du rectangle simple est aujourd'hui la seule méthode applicable à l'effacement dans les bâtiments. Cependant, seule la puissance moyenne avant l'effacement étant prise en compte pour la référence, cette méthode induit une **sous-estimation ou une sur-estimation de l'effacement réalisé** lorsque le gisement fluctue au cours d'une journée, ce qui est le cas de l'effacement dans les bâtiments. La méthode par prévision pourrait être envisagée mais n'est actuellement pas accessible pour le Profilé.	**Donner de la visibilité sur la date MA6** à partir de laquelle la méthode par « prévision de consommation » sera applicable aux EDA Soutirage Profilées **Intégrer d'autres méthodes de contrôle du réalisé** à la bibliothèque des méthodes disponibles, comme **la méthode du Rectangle Algébrique Site à Site**, déjà intégrée dans les Règles NEBCO et mise en œuvre depuis de nombreuses années par les acteurs.	RTE prend note de la demande de visibilité sur la date MA6, et précise que l'ajout de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé au MA ne fait pas partie des évolutions concertées.

B.2. Retours relatifs au Dispositif de Programmation

Acteur	Sujet et/ou article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
ADEeF	1.L	Les GRD partagent le besoin de visibilité sur les programmes de production pour la conduite des réseaux, dans un contexte où la production ne dépend plus que la météo mais également de signaux externes.		RTE remercie l'ADEefF pour son retour.
ADEeF	1.L2.3 1.L2.4	RTE propose de neutraliser l'effet des SSYf et du MA dans le suivi des programmes d'appel. De façon similaire, les GRD proposent de prévoir (selon un calendrier qui reste à définir pour mettre en place les échanges de données nécessaires) le principe d'une neutralisation des pas de temps sur lesquels des flexibilités réseau ont été activées.		RTE est d'accord avec les GRD sur une cible incluant les flexibilités réseau et est prêt à travailler avec les GRD à la mise en place des échanges de données nécessaires.
ADEeF	1.R.1	L'ADEeF est favorable à cette proposition de "*dispositions simplifiées*" pour la remontée des programmes d'appel par les GRD à RTE. Toutefois, l'ADEeF regrette que la suppression proposée de la date PR1, remplacée par la date d'entrée en vigueur générale des règles au 1er janvier 2026, n'a pas fait l'objet d'échanges préalables avec les acteurs concernés. La mise en place de la chaîne d'envoi des programmes d'appel agrégés par les GRD nécessite un temps de développements informatiques et opérationnels incompressible que la date rapprochée du 1er janvier 2026 contraint fortement. L'ADEeF souligne que la mise en œuvre des dispositions (antérieurement soumise à la date pivot PR1) pourra nécessiter un délai de mise en place des processus et outils nécessaires. A ce titre, l'ADEeF soutient que l'entrée en vigueur de cette disposition doit se faire dans les meilleurs délais à compter de l'entrée en vigueur des règles, compte tenu des contraintes citées plus haut.	1.R.1.1 Après le premier alinéa est ajoutée la phrase suivante : « **Cette obligation entre en application dans un délai raisonnable déterminé entre RTE et les GRD, résultant des meilleurs efforts de ces derniers, et au plus tôt à compter de la date d'entrée en vigueur des règles de marché** »	RTE remercie l'ADEeF pour ce retour et réitère son souhait de faire entrer en vigueur le renvoi de programme d'appel agrégé par les GRD en même temps que la prochaine version des règles de programmation. RTE n'est donc pas favorable à la modification proposée, qui viendrait introduire une entrée en vigueur différée sans date de bascule.

ADEeF	1.R.1	L'ADEeF soutient une proposition discutée entre RTE et les GRD qui consiste à adapter la maille d'agrégation définie pour la remontée des programmes d'appel agrégés par les GRD aux configurations variées des réseaux gérés par les GRD. Ainsi, l'introduction d'une possibilité d'agréger à la maille du point de connexion RTE/GRD permettra aux GRD de remonter les informations à la maille la plus pertinente, compte tenu de la structure de leurs réseaux.	Après toutes les occurrences dans cette disposition de « transformation HTA/HTB d'un Poste Source », ajout systématique de la mention « **ou du point de connexion RTE/GRD** » « Le GRD de rang 1 est chargé d'établir en J-1 pour J un Programme d'Appel Agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un Poste Source **ou du point de connexion RTE/GRD**."	RTE remercie l'ADEeF pour ce retour. La possibilité d'établir les programmes d'appel agrégés à la maille du point de connexion entre RTE et le GRD faisait effectivement partie de la proposition discutée entre RTE et les GRD-ELD. Elle a donc été ajoutée à la disposition simplifiée.
ADEeF	1.R.1	L'ADEeF accueille positivement l'introduction par RTE de "*Dispositions simplifiées*" qui introduisent la possibilité pour RTE de réaliser les prévisions nécessaires pour les producteurs n'ayant pas transmis de programmes d'appel agrégés. Toutefois, la réalisation des prévisions par RTE doit conserver un caractère optionnel, laissant la possibilité aux GRD qui développent des outils en propre de réaliser directement les prévisions, une fois ces outils mis au point.	Remplacer "~~Le GRD transmet également à RTE des informations permettant à RTE d'identifier les installations de production marginales ou non marginales n'ayant pas transmis de Programmes d'Appel au GRD. Ces informations servent à RTE pour réaliser des prévisions de production pour celles-ci~~." par " **Le GRD peut choisir de transmettre également à RTE des informations permettant à RTE d'identifier les installations de production marginales ou non marginales n'ayant pas transmis de programmes d'appels au GRD. Ces informations, le cas échéant, servent à RTE pour réaliser des prévisions de production pour celles-ci. Le GRD conserve pleinement la possibilité de reprendre la compétence précédemment transmise, dès lors qu'il a finalisé les développements SI nécessaires à la transmission des programmes d'appels à RTE**."	L'ajout d'une disposition simplifiée a été proposée par RTE suite au constat que des GRD ne pouvaient pas se conformer à la disposition générale, faute d'être en mesure de réaliser des prévisions de production pour les parcs ne leur transmettant pas de programme. Si le GRD souhaite réaliser des prévisions pour ces parcs, il peut alors rejoindre la disposition générale.

Agregio-Solutions	PR 2.2	Les indicateurs de qualité proposés (MAE, Biais et RMSE journaliers) sont tous normés par la puissance moyenne journalière, et par conséquent sont davantage corrélées avec la Pmoy qu'avec le volume d'écart (la variation du dénominateur domine par rapport à celle du numérateur). Les jours où la Pmoy est nulle (ou quasi) la métrique n'est plus définie (ou explose), alors que le programme d'appel est non-nul -> la métrique mesure donc mal la qualité du programme d'appel. De plus, la formule de pénalité de défaillance est mal définie car faut max((NMAE-seuil),0). Cette formule est très pénalisante, car si le RP est le RE, le RE se retrouve à payer doublement le prix des écarts. Cela est même pire que le prix des écarts, car il s'agit d'une valeur absolue du PMP. Sur les écarts de prévision : même pour une prévision de très bonne qualité, il y a des journées qui se passent mal et le RP devra payer la pénalité, quelques soient ses efforts. Il faut permettre de se tromper occasionnellement, mais pas trop souvent. C'est pourquoi nous préconisons de baser la pénalité sur des scores moyens et pas sur des scores journaliers.Au delà de la question du prix, le fait que la formule soit à la maille de l'EDP est problématique. En effet, les responsables d'équilibre sont incités à être équilibrés à la maille de leur périmètre d'équilibre. Le foisonnement des erreurs de prévisions entre les différents sites de productions EnR permet de réduire l'écart global du PE. Hors, dans la proposition de formule de pénalité de défaillance, les pénalités sont calculées à la maille des EDP. On est donc dans une situation où le RE se retrouverait à subir une deuxième fois les écarts, mais cette fois à la maille de chaque site - ce qui va à l'encontre du but du RE qui est de minimiser les écarts de son PE (ce qui ne passe pas toujours par une minimisation des écarts {injection-prévisions} site par site).	1) Changer les indicateurs pour des indicateurs normalisés par la puissance installée de l'EDP (au lieu de la production moyenne). 2) Baser la pénalité sur un taux de non déclaration plutôt que sur une métrique de qualité des programmes d'appel. Si cela n'est pas acceptable alors 3) changer la formule de pénalité pour se baser sur des scores journaliers moyennés sur l'année ou le mois et appliquer un seuil sur ce score moyen. Une pénalisation forfaitaire nous semblerait d'ailleurs pertinente.	RTE remercie Agregio-Solutions pour ce retour détaillé. RTE souhaite conserver la normalisation par la puissance injectée afin, d'une part, de faciliter la lecture des indicateurs ("erreur de X% entre le programme et le réalisé") et, d'autre part, de limiter au maximum des différences d'indicateurs liés au facteur de charge ou à la taille de l'EDP. RTE prend note du risque de pénalisation de journées exceptionnelles malgré les meilleurs efforts du responsable de programmation et propose de maintenir le calcul des indicateurs à la maille journalière, afin de conserver une certaine précision, mais d'allonger la durée de moyenne des indicateurs pour la détection d'une défaillance. RTE tient également à clarifier le point suivant : les responsables d'équilibres sont certes incités à être équilibrés à la maille de leur périmètre, mais les règles sont claires sur le fait que l'obligation des reponsables de programmation porte sur la qualité de leurs programmes à la maille EDP. RTE comprend que le foisonnement des erreurs dans les modèles de prévision permettre aux responsables d'équilibre de réduire l'erreur globale sur leur périmètre, mais ce foisonnement ne doit pas se faire au détriment de la qualité des programmes d'appel transmis à RTE. Les seuils de défaillance devront être fixés de manière de manière à ne pas pénaliser un certain foisonnement des erreurs, tout en garantissant à RTE une confiance dans la qualité des données transmises.
Agregio-Solutions	PR 5.2.2	Nous ne sommes pas favorable à ce que RTE puisse demander unilatéralement des modifications d'EDP/A multi-sites déjà existantes, cela pourrait mener agrégateurs et producteurs à rompre des contrats. Nous invitons RTE a prendre les précautions nécessaires pour réduire autant que possible le risque d'occurence de tels scénarios, et s'ils devaient advenir, un délai de notification suffisamment long (au moins 3 mois) serait nécessaire.	Voir commentaire	RTE remercie Agregio Solutions de ce retour et prend note de l'impact que peut présenter une modification de périmètre. Le processus de validation des agrégats multi-sites a pour but d'éviter que des EDA se retrouvent filtrées en raison du risque de contraintes réseau, mais n'est pas infaillible. RTE propose de faire évoluer la formulation de l'article en mentionnant "les meilleurs délais" afin de laisser à l'acteur le temps nécessaire pour faire évoluer son périmètre.

Alpiq	1.F.2 Entité de Programmation	L'EDP multisite est toujours considérée comme une exception alors qu'elle devenir courante (voire majoritaire) avec la participation des EnR et des batteries.	Inclure une section sur la constitution des EDP multisite en indiquant les critères de constitution.	Afin de ne pas alourdir la rédaction des règles, RTE propose de détailler les règles d'agrégation mutli-sites sur son site internet et d'y faire référence dans les critères de constitution.
Alpiq	1.I.4.2. Transmission du Programme de Marche par le Receveur d'Ordre	La rapport d'accompagnement précise une date prévisionnelle PR3 (renvoi des PM à reception d'ordes spécifiques) prévue en T1 2026 avec un préavis de 2 mois. Cette disposition, présente sans date prévue dans Harmony v1, n'a pas été réévoquée lors des concertaions ces derniers mois. Le délai de mise en oeuvre est trop court.	Repousser la date et prévoir un calendrier de bascule avec tests acteurs.	Le sujet du renvoi de PM à la suite d'un ajustement spécifique a été abordé lors du GT du 10 avril 2025. RTE note cependant le besoin de disposer de davantage de visibilité sur le sujet et propose de poursuivre la discussion lors du prochain cycle de concertation.
Alpiq	1.L. Contrôle des énergies programmées	Alpiq accueille favorablement la mise en place de ces indicateurs afin d'objectiver la qualité des programmes par acteur et filière technologique.	Publication nominative, comme pour les indicateurs d'effacement.	RTE remercie Alpiq pour ce retour. La diffusion publique des indicateurs n'est pas prévue dans la proposition d'évolution portée ici mais pourra être discutée dans le cadre du prochain cycle de concertation.
Alpiq	1.M.1. Défaillance des EDP	Rédaction : le paragraphe 1.M ne comporte qu'une section.	Fusionner le paragraphe et la section	Le paragraphe 1.M est commun à tous les chapitres de règles, tandis que le 1.M.1 est une spécificité du chapitre 1. Le rendu peut paraître étrange dans ce cas précis mais, pour des raisons d'harmonisation de lecture entre les chapitres, RTE préfère conserver la numérotation actuelle.

Alpiq	1.M.1. Défaillance des EDP	Nous comprenons du rapport d'accompagnement que la date pour la pénalisation des écarts de programmation est la PR19 prévue en T1 2027. Cette pénalisation a certes été évoquée en concertation après une phase de mise en place de l'indicateur à visée "pédagogique". Le projet de règles en l'état ne semble pas prévoir de seuil distinct par technologie, tranche de puissance installée, date de mise service des centrales, nombre de sites par EDP... Il est important de rappeler également que les RE sont exposés aux écarts en cas de mauvaise prévision offre/demande et les acteurs d'ajustement seront également soumis à une correction de l'ajustement en cas de mauvaise programmation. Introduire un paiement sur base du PMP reviendrait donc à faire payer deux fois les écarts aux acteurs.	Remplacer dans le texte PRx par PR19. Le délai d'un an semble très court pour faire un REX complet et caler des paramètres pertinents sur un tel dispositif. Un cycle de concertation complet est nécessaire sur ce sujet. Pénalité sous forme de somme forfaitaire en fonction de tranches d'erreurs sur un pas de temps mensuel/trimestriel/annuel. Eclaicir l’articulation entre ces pénalités et le CAE.	RTE remercie Alpiq pour ce retour. La date prévisionnelle d'entrée en vigueur des modalités liées à la défaillance d'EDP est indicative et pourra évoluer en fonction de l'avancée de la concertation sur le sujet et de la maturité des retours d'expérience sur les indicateurs. Concernant l'introduction de seuils différent selon les filières ou les technologies, RTE a modifié la formulation afin d'ouvrir cette possibilité. RTE tient également à clarifier le point suivant : les responsables d'équilibres sont certes incités à être équilibrés à la maille de leur périmètre, mais les règles sont claires sur le fait que l'obligation des reponsables de programmation porte sur la qualité de leurs programmes à la maille EDP. RTE comprend que le foisonnement des erreurs dans les modèles de prévision permettre aux responsables d'équilibre de réduire l'erreur globale sur leur périmètre, mais ce foisonnement ne doit pas se faire au détriment de la qualité des programmes d'appel transmis à RTE. Les seuils de défaillance devront être fixés de manière de manière à ne pas pénaliser un certain foisonnement des erreurs, tout en garantissant à RTE une confiance dans la qualité des données transmises. Enfin, RTE estime que le préjudice principal d’une mauvaise programmation sur le système électrique consiste en une suractivation des service système fréquence, et propose que le montant des pénalités liées à la défaillance d’EDP soit intégré dans un compte, régulé par le TURPE, dédié au financement des réserves.

Alpiq	1.R.1.1. Etablissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD	Alpiq souhaite rappeler qu'il n'est pas possible, à date, de communiquer un programme d'appel pour un site d'injection situé sur un GRD différent d'ENEDIS, et qu'il n'y a pas, à notre conaissance, de process et date prévisionnelle connus à ce jour.	Introduire une date prévionnelle de transmission des PA aux GRD hors ENEDIS	Des travaux sont en cours du côté des GRD pour permettre la transmisison de programme d'appel auprès d'eux, mais il n'est pas du ressort de RTE de communiquer des éléments de planning à ce sujet. Nous vous invitons à vous rapprocher des GRD concernés ou de l'ADEeF.
Corsica Sole	Général	Les présentes règles s'appliquent aux seules entités de programmation qui signent un accord de participation aux Règles. Ces Règles déclinent les obligations légales à l'égard du producteur. Or, force est de constater que : - Les Producteurs et les Entités de programmation sont deux personnes morales distinctes ; - Les Producteurs entrant dans le champ d'application des Règles ne sont pas liés contractuellement à RTE au titre des présentes Règles et ne sont pas nécessairement raccordés au RPT. Cela pose des difficultés d'accès aux concertations de la CAM en cours et à la bonne information des évolutions des règles, notamment aux notifications liées aux dates d'entrée en vigueur différées (article 1.C.2). Est-ce que des modalités d'informations spécifiques seront créées pour garantir que les producteurs historiquement peu présents en CAM (a fortiori ceux raccordés au RPD) disposent des informations notammant via d'autres instances de concertation (le CURTE et/ou le CURDE) ?		Les demandes d'inscription aux listes de diffusion des groupes de travail (GT) et ateliers techniques (AT) liés aux évolutions des règles de programmation et du MA peuvent être faites par mail à l'adresse RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com. Ces GT et AT concernent principalement les responsables de programmation et acteurs d'ajustement, liés à RTE par la signature d'un accord de participation aux règles de marché, mais sont également ouverts aux producteur le désirant. Un autre GT, le GT EnR, a également été mis en place par RTE pour informer de manière plus pédagogiques les producteurs EnR moins familiers de ces sujets. Il est également possible de s'y inscrire en envoyant une demande à l'adresse mail précédemment citée. Pour les producteurs raccordés sur le RPD, les moyens d'être informés sont variés : le GRD de raccordement, en premier lieu, qui peut rediriger si besoin vers un interlocuteur RTE, mais aussi les agrégateurs et fédérations, qui participent souvent déjà aux GT. Enfin, des fiches pédagogiques présentant les différents mécanismes et les liens utiles sont disponibles sur le site internet de RTE.
Corsica Sole	1.C.2	A titre d'exemple, la date PR_{19} sur la pénalisation des défaillances d'EDP mentionne une information avant l'application des dispositions. Comme cette date peut avoir des répercussions notables sur des producteurs EnR, est-il prévu des modalités d'informations particulières à leur destination ?		Les modalités d'entrée en vigueur de la défaillance d'EDP seront discutées lors des GT PROG-MA à venir et feront l'objet d'une notification auprès des participants. Les informations pourront également être communiquées dans le cadre des GT EnR.

Corsica Sole	Général	Si le cadre juridique mentionné à l'article 1.B.2 rappelle les obligations légales et réglementaires de programmation pour les installations production (sans distinction RPT et RPD, participation obligatoire au MA...), nous ne trouvons pas de § précisant le champ d'application des Règles RTE sur la Programmation. A leur lecture, nous ne comprenons pas quel Site est soumis à l'obligation de programmation au titre des règles de RTE (et celles soumises à l'obligation de programmation auprès des GRD). Aussi, dans un souci de clarté, il est important de créer un nouveau § sur le champ d'application du Chapitre 1 et de le décliner notamment dans la composition d'une EDP (1.F.2) et le champ d'application du contrôle de RTE (article 1.L.).		Les modalités décrites dans le chapitre 1 des règles de marché (règles de programmation) sont applicables aux responsables de programmation, qui sont les personnes morales ayant signé un accord de participation en qualité de responsable de programmation (annexe 1.A2). Ces modalités décrivent le cadre de la programmation auprès de RTE, applicable (au titre du code de l'énergie) aux sites raccordés au RPT et aux sites raccordés au RPD et participant au MA. Ces sites doivent donc désigner un responsable de programmation et être rattachés à sont périmètre de programmation. Les sites non marginaux raccordés au RPD mais ne participant pas au MA sont soumis à l'obligation de programmation auprès de leur GRD de raccordement, mais il n'est pas du ressort de RTE que d'encadrer cette obligation. Ce cadre juridique est rappelé à l'article 1.B.2 et RTE estime que des rappels supplémentaire au long du chapitre ne serviraient qu'à alourdir la formulation.
Corsica Sole	1.F.2	A défaut de § sur le champ d'application, il parait nécessaire de préciser à l'article 1.F.2 les GdP et sites de stockage concernés par la programmation, à savoir ceux raccordés au RPT et ceux raccordés au RPD participant au MA et/ou au SSY-F.	"Une Entité de Programmation est constituée : – Soit de Groupes de Production **raccordés au RPT ou au RPD participant au MA ou aux Réglages Primaire ou Secondaire de fréquence** : (...) – Soit d'un unique Site de Stockage Stationnaire **raccordés au RPT ou au RPD participant au MA ou aux Réglages Primaire ou Secondaire de fréquence** (...)"	Le cadre juridique encadrant la programmation est rappelé à l'article 1.B.2 et RTE estime que des rappels supplémentaire au long du chapitre ne serviraient qu'à alourdir la formulation.
Corsica Sole	1.F.2	Préciser le cas des installations de production entre 1 MW et 10 MW qui n'ont pas d'obligation légale de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement ou du moins renvoyer aux règles des GRD.	Ajouter : **" Les obligations de programmation des Sites raccordés au RPD sont prévues par la DTR du GRD. Les Sites ayant une puissance installée comprise entre 1 et 17 MW ne participant au MA ou aux Réglages Primaire ou Secondaire de fréquence sont pas soumises aux présentes règles »**	Le cadre juridique encadrant la programmation est rappelé à l'article 1.B.2 et RTE estime que des rappels supplémentaire au long du chapitre ne serviraient qu'à alourdir la formulation.

Corsica Sole	1.L.2.2.	L'article 1.L. développe les modalités de contrôle des énergies programmés au titre des présentes règles qui comprennent les Sites raccordés au RPT et les Sites raccordés au RPD participant au MA (site > 10 MW ou ceux y participant volontairement). Sont ainsi exclus de l'obligation de recourir à un RP les Sites < 10 MW. Aussi, les modalités de calcul de la courbe de charge ne concernent pas les Sites n'entrant pas dans le champ d'application des présentes Règles. Ce point mérite d'être précisé dans les Règles.	La Courbe de Charge d'un Site d'Injection raccordé au RPD **et entrant dans le champ d'application des présentes Règles** est constituée des données de production conformément aux modalités décrites dans le chapitre 2 des Règles de Marché. La Courbe de Charge d'un Site de Stockage Stationnaire raccordé au RPD **et entrant dans le champ d'application des présentes Règles** est constituée par la différence entre les données de production et de consommation collectées par les Installations de Comptage des GRD. Elle est établie et transmise par le GRD à RTE conformément aux modalités décrites dans le chapitre 2 des Règles de Marché.	Les modalités décrite dans ce chapitre ne concernent que les sites rattachés à un périmètre de programmation. RTE n'est pas favorable à alourdir la formulation pour le repréciser à l'intérieur du chapitre.
Corsica Sole	1.P.3	La notion d' "EDP injection" n'est pas définie dans le chapitre 0 des Règles. Il est à noter que l'article 1.F.1 ne mentionne que les "EDP" ou les"EDP soutirage". Aussi, il est proposé de se référer à la notion d' "EDP".	Supprimer "injection" et ne mentionner que les "EDP".	RTE remercie Corsica Sole pour cette remarque : l'erreur a été corrigée.
Corsica Sole	1.F.2.1 et 2.F.2.1	Rendre cohérent les dates de constitution des entités des différents mécanismes, notamment : - Concernant l**a programmation** : nous déduisons de la lecture de l'article 1.F.2.1 sur le cas des EDP en phase essai rattaché à un périmètre de programmation uniquement sur demande de RTE, qu'un GDP ou un Site ne sont constitutifs d'une EDP inscrite dans un périmètre de programmation qu'à compter du PV étape 3 ; - **Concernant le Mécanisme d'Ajustement** : pour être EDA (article 2.F.2.1), il faut que le PV étape 2 ION et la fiche F1 du Site soient validées. Or, pour les EnR, le PV étape 3 ou FON préalable à l'ARD implique la réalisation d'essais avec une injection à pleine puissance, ce qui est variable et dépend des conditions météorologiques. Aussi, il peut s'écouler un certain temps entre la validation de la fiche F1 et la FON. Comme le RP et l'AA sont la même personne morale avec des obligations liées, il peut être pertinent de prévoir les mêmes dates pour la constitution d'une EDP et d'une EDA. Il est prpposé de retenir les date du MA, à savoir la validation du PV étape 2 de la fiche F1 (et non la date de l'ARD).		RTE remercie Corsica Sole pour cette remarque. Après instruction, RTE estime que l'article 1.F.2.1 n'est pas nécessaire à la cohérence du chapitre 1, ni au fonctionnement des autres mécanismes. RTE propose donc de le supprimer pour résoudre le problème soulevé par Corsica Sole.

Corsica Sole	1.L.4.4.	Si nous avons bien compris le mécanisme, l'EDP est, par par principe, constitué soit d'un Site de production, soit d'un Site de stockage, (ie Site = 1 SIRET). Aussi, les pénalités et erreurs sont appréciées à la maille 'du Site constituant une EDP" et non de "l'ensemble des Sites de l'EDP".	article 1.L.4.3 al.2 : Pour chaque Journée pour laquelle RTE dispose d'une Courbe de Charge pour **le Site constituant l'EDP et le cas échéant pour** l'ensemble des Sites de l'EDP, RTE calcule l'erreur absolue moyenne normalisée comme suit	Il est également possible de rattacher plusieurs sites à une EDP. Les phrases sont ainsi formulées afin de prendre également en compte ce cas.
Corsica Sole	1.L.4.5.	Idem	Pour chaque Journée pour laquelle RTE dispose d'une Courbe de Charge pour **le Site consituant l'EDP et le cas échéant pour** l'ensemble des Sites de l'EDP, RTE calcule l'erreur quadratique moyenne normalisée comme suit	Il est également possible de rattacher plusieurs sites à une EDP. Les phrases sont ainsi formulées afin de prendre également en compte ce cas.
Corsica Sole	1.M.1.1.	Ni le seuil de défaillance, ni la méthodologie de calcul de ce seuil ne sont définis dans les règles de programmation. Le seuil est uniquement publié sur un site internet. la procédure de modification décrite dans les Règles comprend une concertation sur le seuil et sa publication sur le site internet de RTE. Or, l'article L. 321-10 du code de l'énergie prévoit que les règles de présentation des programmes sont approuvées par la CRE, sans que des exceptions ne soient mentionnées. Aussi, nous ne comprenons pas l'exemption d'approbation par la CRE du seuil, sachant que sa modification a des conséquences notables notamment financières sur les producteurs défaillants (par ailleurs absents des concertations en CAM). Compte tenu du code de l'énergie et des conséquences de la modification des seuils , il apparait nécessaire de maintenir une approbation du régulateur.	Il est proposé de modifier le dernier § de l'article 1.M.1.1. de la manière suivante : "Le seuil de défaillance d'EDP peut être modifié par RTE après concertation des acteurs en groupe de travail sur le Dispositif de Programmation et **Notification à Approbation de** la CRE par courrier. ~~**En l'absence d'opposition de la CRE dans les 6 Semaines suivant la réception du courrier, la nouvelle valeur du seuil est considérée comme approuvée et mise à jour sur le Site Internet de RTE. En cas d'opposition de la CRE quant à la fixation de ce nouveau seuil, RTE devra, pour faire évoluer le seuil initialement fixé, relancer le processus de concertation des acteurs et de Notification de la CRE**~~".	RTE remercie Corsica Sole de son retour. La modalité de fixation et révision du seuil de défaillance a été modifiée afin de faire l'objet d'une consultation et saisine dédiée, similaire au processus d'évolution des règles de marché.
EDF	§ 1.L.3 (PR1)	EDF reconnait l'utilité de la création d'indicateurs permettant l'évaluation de la qualité de programmation des RP. Cependant les RP doivent être insensibilisés de l'impact d'éventuels fortuits qui seraient intervenus durant la période où ils ne sont pas en mesure de redéclarer leur programme, à savoir le délai de neutralisation augmenté de l'intervalle de temps entre 2 guichets. La définition actuelle de Programme d'Appel Tracé par RTE donnée dans le chapitre 0 des règles ne permet pas de couvrir ce cas. De plus le PA considéré doit être non nul.	Ajout du texte en **gras** : « Lorsque l'EDP est constituée de Groupes de Production, la Courbe de Référence de l'EDP est égale aux valeurs absolues de puissance active **non nulles** du dernier Programme d'Appel Tracé par RTE de l'EDP **corrigée d'éventuels fortuits intervenus dans le délai de neutralisation augmenté de l'intervalle de temps entre deux Guichets de redéclaration infrajournalier des Programmes d'Appel.** Lorsque l'EDP est constituée de Sites de Stockage Stationnaire, la Courbe de Référence de l'EDP est égale aux valeurs de puissance active **non nulles** du dernier Programme d'Appel Tracé par RTE de l'EDP **corrigée d'éventuels fortuits intervenus dans le délai de neutralisation augmenté de l'intervalle de temps entre deux Guichets de redéclaration infrajournalier des Programmes d'Appel.**	RTE remercie EDF pour cette remarque. La définition de la courbe de référence a été amendée pour explicitement inclure les fortuits. RTE ne comprend cependant pas pourquoi seules les valeurs non nulles du programme d'appel doivent être considérées.

EDF	§ 1.L.3 (PR1)	Les Courbes de Référence de l'EDP étant définies pour les groupes de production et le stockage stationnaire (§ 1.L.3) la mesure du réalisé doit exclure les mesures des points de service de type soutirage ou auxiliaire.		Le programme d'appel d'une EDP (servant à établir la courbe de référence) recouvre les injections/soutirage de puissance active de tous les sites de l'EDP. Afin de calculer des indicateurs fiables, il est nécessaire que la courbe de charge de l'EDP soit établie sur le même périmètre. En particulier, lors l'EDP est rattachée à une EDA, la mesure du réalisé de l'EDP se fait sur les mêmes points de comptage que la mesure du réalisé de l'EDA.
EDF	PR1 et PR2	Les batteries qui fournissent des Services SYstème fréquence Réserve Primaire n'ont pas l'obligation de déclarer leur puissance active (injectée et sous tirée). EDF est favorable à ce que la situation actuelle soit maintenue c'est à dire que l'indicateur de qualité de programmation ne soit pas applicable aux installations de type batterie lorsqu'elles fonctionnent en SSYf RP.		RTE est d'accord sur le fait de ne pas calculer d'indicateurs de qualité pour les batteries fournissant des réserves primaires ; l'article 1.L.1 a été modifié en ce sens.
EDF	PR1 et PR2	La mise en place des indicateurs et de la facturation liée aux défaillances de programmation nécessite des tests complets menés de bout en bout avec l'ensemble des acteurs, incluant les étapes de back-office et de facturation.		RTE est bien conscient de l'importance de disposer à la fois d'indicateurs fiables et d'un processus robuste préalablement à la mise en œuvre des défaillances d'EDP. Il sera donc en effet nécessaire de mener une série compète de tests de toute la chaine avant toute mise en oeuvre opérationnelle.
EDF	PR1 et PR2	L'analyse des indicateurs de qualité de programmation et les seuils de qualité de programmation doivent être adaptés aux contraintes spécifiques à chaque filière, en définissant précisément ces dernières afin d'assurer leur homogénéité (par exemple, l'hydraulique de lac et la petite hydraulique au fil de l'eau présentent des restrictions distinctes). Il apparaît également plus pertinent que les acteurs transmettent une vision agrégée de leur programmation pour les sites de faible puissance (le périmètre et le seuil restant à définir), ce qui permettrait d'atténuer les aléas et erreurs causés par des phénomènes météorologiques localisés ayant un impact significatif sur une programmation individualisée par site.		RTE remercie EDF pour ce retour. La formulation du seuil a été amendée afin de pouvoir disposer de seuils différents selon les filières. RTE travaille également à améliorer les possibilités d'agrégation pour les sites de faible puissance pour les acteurs souhaitant atténuer les impacts des aléas et erreurs.

EDF	§ 1.N.1.2. et harmoniser § 2.N.1.3. (PR2)	La contestation des factures nécessite la lecture croisée de données qui ne sont pas nécessairement mises à disposition à temps par RTE. Proposer une condition supplémentaire à l'application du délai à partir de la réception des données nécessaire à l'analyse. De plus, un délais de 60 jours est un minimum pour mener les instructions nécessaires en lien avec les producteurs avant d'émettre une contestation. Réduire ce délais pourrait conduire à des contestations émises sans instruction approfondie antérieure.	Supprimer le texte barré et ajouter le texte **en gra**s :"Contestation des factures et 1.N.1.2. Contestation des factures Substituer: Toute contestation relative à une facture doit être notifiée dans un délai de soixante ~~30~~ **60** jours à compter de la date de réception de ladite facture. **Toutefois, ce délai ne commence à courir qu'à compter de la mise à disposition par RTE de l'ensemble des données nécessaires à l'analyse permettant de motiver une éventuelle contestation.** À défaut de notification dans ce délai, la contestation sera réputée irrecevable. "	RTE remercie EDF pour son retour. RTE n'est pas favorable à faire débuter le délai de constestation de manière différée, surtout lorsque les critères requis pour le début du délai sont imprécis. Concernant l'allongement de ce délai, RTE estime que la disparition de l'interaction avec le mécanisme d'ajustement (exclusion des périodes d'ajustement) permet de continuer de l'aligner sur ce qui est en vigueur pour le mécanisme d'ajustement. La formulation des règles a été adaptée afin de permettre l'établissement de seuils différents selon les filières. La maille d'agrégation retenue pour les indicateurs est celle de l'EDP. RTE travaille à faciliter les possibilités d'agrégation des sites RPD au sein des EDP. Il est de la responsabilité de l'acteur que de constituer son périmètre de manière à pouvoir transmettre une programmation de qualité à RTE.
EDF	PR2	Est-ce que la facturation des défaillances d'EDP sera bien distinct de la facturation MA ? Est-ce qu'un bilan mensuel des pénalités de programmation sera présenté au même titre que du MA ? Les pénalités payées par les RP en cas de défaillance seront-elles inclues au bilan du CAE (le paragraphe §1.Q-Economie du système électrique ne mentionne aucune information sur ce sujet) ?		Les défaillances d'EDP feront bien l'objet d'une facturation dédiée et feront l'objet d'un bilan mensuel. RTE estime que le préjudice principal d'une mauvaise programmation sur le système électrique consiste en une suractivation des service système fréquence, et propose que le montant des pénalités liées à la défaillance d'EDP soit intégré dans un compte, régulé par le TURPE, dédié au financement des réserves.
EDF	§1.I.4.1 (PR2)	L'indicateur de qualité de programmation fondé sur l'entité isolée EDP ne constitue pas un critère pertinent pour engager la responsabilité du Responsable de Périmètre (RP) en cas de préjudice au système électrique. En effet, ce dernier résulte par nature de l'interaction globale entre l'ensemble des acteurs du système. EDF propose donc la suppression de la dernière phrase de l'avant dernier paragraphe de l'article 1.I.4.1, ajoutée par RTE "RTE peut s'appuyer sur les indicateurs programmation ... du préjudice subi."		Un préjudice pour le système électrique peut être causé par un défaut de programmation d'une seule EDP : par exemple, il peut arriver que le non suivi de programmation par une EDP conduise à des dépassement d'IST, voire à des déclenchements de ligne. RTE concède cependant que la responsabilité d'un RP dans un incident ponctuel de ce type ne peut pas être déterminée au moyen d'un indicateur statistique construit sur la journée entière et accepte la proposition de EDF de retirer la phrase concernée.

EDF	§1.D.2 (PR3)	Le 4ième sous-paragraphe fait références à PR_1 alors que cette pivot est supprimée cf. §PR3.2.2.-Suppression de la date de bascule PR_1	Supprimer la référence à PR_1 dans le §1.D.2 et modifier la formulation	RTE : remercie EDF pour cette remarque et a intégré la modification.
EDF	PR3	La notion « installation marginale » n'est pas définie dans les règles.	Ajouter une définition	Une référence au code de l'énergie a été ajoutée dans l'article concerné
EDF	PR4	En réponse à la demande de RTE concernant une perspective sur la date PR6 (ouverture d'un guichet de programmation infrajournalier à 18h en J-1), EDF souhaite exprimer la position suivante : - EDF considère le guichet IJ de 23h en J-1 comme indispensable. - Ce guichet infrajournalier permet en effet de réajuster les programmes à la suite de l'enchère IDA2 de 22h00, et de prendre en compte les éventuels fortuits apparus. Dans l'esprit de l'enquête menée par RTE en 2023, visant à garantir la cohérence des programmes transmis par les responsables de programmation, EDF propose la mise en place d'un guichet supplémentaire IJ à 19h00 en J-1. Ce guichet aurait pour objectifs : a) de limiter l'impact d'une éventuelle indisponibilité du guichet IJ de 23h00 en J-1, réduisant ainsi le risque d'écart RE pour les responsables de programmation ; b) de permettre à RTE de disposer de programmes plus proches du temps réel, donc plus précis, notamment en intégrant les retours de tranche souvent observés après 16h30, tout en laissant à RTE le temps nécessaire pour traiter les données transmises au guichet J-1 de 16h30.		RTE remercie EDF pour ce retour et propose de rouvrir ce sujet lors du prochain cycle de concertation.
EDF	PR5.1	EDF est favorable à cette évolution. La possibilité d'une durée de consultation supérieur à 1 mois est souhaitable en cas de changement très structurant pour les acteurs.		RTE remercie EDF pour ce retour
EDF	PR5.2	Les nouvelles conditions de dérogation présentées en GT EnR du 23/05/2025 ne sont pas mentionnées dans le chap. 0, 1, 2, 3 : -EDA mono EDP multi sites (EDP mono filière oblig.) sur dérogation -Puissance cumulée des sites de l'EDP inférieure ou égale à 300 MW en puissance installée -Puissance cumulée des sites dans un périmètre de 100 km inférieure ou égale à 40 MW		Afin de ne pas alourdir la rédaction des règles, RTE propose de détailler les règles d'agrégation mutli-sites sur son site internet et d'y faire référence dans les critères de constitution.
EDF	PR5.3	Favorable à cette évolution. Cette précision est en ligne avec l'usage des données spécifié dans le guide SI.		RTE remercie EDF pour ce retour.

EDF	§1.I.4.2 (PR5.4)	La nouvelle modalité relative à la Transmission du Programme de Marche par le Receveur d'Ordre est introduite de la manière suivante : «A partir de la date PR_2, un Programme de Marche est attendu pour chacune des EDP constitutives de l'EDA Injection.». Cette formulation précédée de la phrase «Dans ce cas, l'ensemble des modalités suivantes s'appliquent : … » semble indiquer que le renvoi d'un Programme de Marche est obligatoire à partir de la date PR2. Or cela est en contradiction avec le premier paragraphe qui précise : « L'Acteur d'Ajustement déclare, pour chacune des EDA, conformément aux modalités prévues par les Règles SI, si le Receveur d'Ordre transmet ou non un ou plusieurs Programmes de Marche lorsqu'il reçoit un Ordre d'Ajustement… ».	Revoir la formulation "Dans ce cas,..." afin de confirmer que le renvoi d'un Programme de Marche reste bien optionnel au-delà de la date PR2 pour chacune des EDP constitutives de l'EDA Injection.	RTE remercie EDF pour ce retour et a intégré la remarque.
EDF	PR5.4	Concernant le renvoi d'un programme de marche à la suite de la réception d'un ordre d'ajustement spécifique à partir de la date PR_3, nous considérons qu'un mode secours est nécessaire pour assurer la bonne réception du Programme de Marche en cas de défaillance du serveur principal.	Ajouter la fonctionnalité mode secours pour la transmission du Programme de Marche par l'AA en précisant ces modalités d'utilisation.	RTE remercie EDF pour ce retour et étudiera la faisabilité de la mise en place d'un mode secours, si le besoin est avéré.
EDF OA	Balises PR1 et PR2 du rapport d'accompagnement	Nous souhaitons préciser que EDF OA programme actuellement au titre de son statut de Responsable de Programmation Simplifié, statut datant d'une convention de 2008, rendue obsolète par les évolutions des règles et du code de l'énergie. A ce titre, nous envoyons des programmes prévisionnels à RTE à la maille filière et réseau. Dans un schéma cible où toutes les installations supérieures à 1 MW doivent programmer, EDF OA considère que son obligation d'envoyer des PA agrégés est rendue obsolète. Dès lors, EDF OA ne pourra être concerné par les indicateurs de qualité de programmation et par les éventuelles pénalités mises en place par RTE. Se pose la question pour RTE/Enedis des prévisions de production pour les installations sous OA inférieures à 1 MW (en particulier toute le PV inf36 kW crête).		RTE partage la nécessité de rediscuter de la pérennité de la convention de 2008 lors de l'atteinte du schéma cible où toutes les installations de production supérieures à 1 MW transmettent un programme à leur GRD de raccordement. Cependant, les programmes transmis par EDF OA restent pertinent et utiles pour RTE jusqu'à l'atteinte de cette cible. Lors de l'atteinte de la cible, il sera toujours nécessaire à RTE de disposer d'une programmation pour les installation sous OA inférieures à 1 MW. RTE confirme qu'au titre de la convention de 2008, EDF OA n'est pas concerné par les indicateurs de qualité de programmation et la notion de défaillance d'EDP.

EDF OA	Balise PR5.3 du rapport d'accompagnement	En tant que responsable de programmation simplifié mentionné ci-dessus, nous sommes amenés à envoyer une EDP fictive "Correctif" afin d'intégrer des correctifs liés à des phénomènes météo ou règlementaires non prévus dans les modèles (exemple : éclipses ou Sirocco pour les prévisions PV, gestion des montées et descentes des installations de cogénération gaz lors du début et fin de l'hiver tarifaire au 01/11 et 31/03). Dans ce cadre, nous sommes amenés à entrer des valeurs négatives pour cette EDP fictive. Pour autant, il ne s'agit pas de soutirage, mais d'une baisse d'injection par rapport à l'injection prévue sur d'autres filières.		RTE remercie EDF OA de cette précision. Il s'agit bien d'un cas particulier qui est traité comme tel par RTE.

ELE	1.C.2 Entrées en vigueur différées ; 1.R.1.1. Etablissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD	La date PR1 (1.C.2), qui prévoyait une mise en application au premier trimestre 2027 de la disposition relative à la transmission de programmes agrégés par les GRD à RTE (1.R.1), a fait l'objet de discussions depuis plusieurs mois entre RTE et les GRD-ELD. Les GRD-ELD ont à ce titre commencé la programmation des travaux calibrés pour cette échéance. Les GRD-ELD regrettent ainsi que la suppression proposée de la date PR1, remplacée par la date d'entrée en vigueur générale des règles au 1er janvier 2026, n'a pas fait l'objet d'échanges préalables avec les acteurs concernés. Cette évolution diminue la visibilité des acteurs sur le dispositif et induit des difficultés pour sa bonne mise en œuvre. La mise en place de la chaîne d'envoi des programmes d'appel agrégés par les GRD-ELD nécessite un temps de développements informatiques et opérationnels incompressible que la date rapprochée du 1er janvier 2026 contraint fortement. Les GRD-ELD ne peuvent commencer à prévoir les développements informatiques dans la mesure où RTE n'a pas encore transmis l'intégralité des formats définitifs des flux. En complément, les GRD-ELD doivent également prévoir les développements informatiques pour recevoir de la part des producteurs les flux de données unitaires des programmes d'appel des différents sites qui serviront en entrée du processus. La sensibilisation des producteurs par les GRD pour l'envoi des programmes est nécessaire, et permettra de maximiser le taux de programmes d'appel agrégés effectivement reçus. Les GRD-ELD partagent l'importance de l'envoi des programmes d'appel agrégés pour le bon fonctionnement des mécanismes de marché. A ce titre, ils s'engagent à mettre en place le renvoi des programmes d'appels agrégés dans les meilleurs délais à compter de l'entrée en vigueur des règles, compte tenu des contraintes citées plus haut. Tous les GRD-ELD, en fonction de leurs moyens techniques et humains respectifs, veilleront à ce que cette date soit la plus proche possible de celle de l'entrée en vigueur des règles.	"Le GRD de rang 1 est chargé d'établir en J-1 pour J un Programme d'Appel Agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un Poste Sourc ou du point de connexion RTE/GRD. Cette obligation entre en application dans un délai raisonnable déterminé entre RTE et les GRD, résultant des meilleurs efforts de ces derniers, et au plus tôt à compter de la date d'entrée en vigueur des règles de marché."	RTE remercie ELE pour ce retour et réitère son souhait de faire entrer en vigueur le renvoi de programme d'appel agrégé par les GRD en même temps que la prochaine version des règles de programmation. RTE n'est donc pas favorable à la modification proposée, qui viendrait introduire une entrée en vigueur différée sans date de bascule.

ELE	1.R.1.1.1 Dispositions simplifiées	Conformément aux travaux menés avec RTE sur le sujet, les ELD accueillent favorablement la possibilité pour RTE de réaliser les prévisions nécessaires dans les cas où un producteur ne transmet pas de programme d'appel. Les GRD-ELD souhaitent toutefois que la réalisation de ces prévisions par RTE conserve un caractère optionnel, comme il est précisé dans le rapport d'accompagnement de la consultation. Certains GRD-ELD disposent des moyens techniques et des modélisations appropriées qui leur permettent de réaliser et transmettre les prévisions pour ces producteurs. Toutefois, une fois les développements SI nécessaires à la transmission des programmes d'appels à RTE finalisés, le GRD-ELD conserve l'entière latitude pour reprendre l'exercice de cette compétence. Cette transmission est ainsi optionnelle et révocable. A cet effet, nous proposons que le paragraphe 2 de l'article 1.R.1.1. Dispositions simplifiées soit mis en cohérence avec le rapport pour préciser cette optionnalité.	"Le GRD peut choisir de transmettre également à RTE des informations permettant à RTE d'identifier les installations de production marginales ou non marginales n'ayant pas transmis de programmes d'appels au GRD. Ces informations, le cas échéant, servent à RTE pour réaliser des prévisions de production pour celles-ci. Le GRD conserve pleinement la possibilité de reprendre la compétence précédemment transmise, dès lors qu'il a finalisé les développements SI nécessaires à la transmission des programmes d'appels à RTE."	L'ajout d'une disposition simplifiée a été proposée par RTE suite au constat que des GRD ne pouvaient pas se conformer à la disposition générale, faute d'être en mesure de réaliser des prévisions de production pour les parcs ne leur transmettant pas de programme. Si le GRD souhaite réaliser des prévisions pour ces parcs, il peut alors rejoindre la disposition générale.
ELE	1.R.1.1. Etablissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD	Une proposition discutée entre RTE et les GRD-ELD consiste à adapter la maille d'agrégation définie pour la remontée des programmes d'appel agrégés par les GRD aux configurations variées des réseaux gérés par les GRD-ELD. Ainsi, l'introduction d'une possibilité d'agréger à la maille du point de connexion RTE/GRD permettra aux GRD-ELD de remonter les informations à la maille la plus pertinente, compte tenu de la structure de leurs réseaux.	"Le GRD de rang 1 est chargé d'établir en J-1 pour J un Programme d'Appel Agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un Poste Source ou du point de connexion RTE/GRD." --> ajout de "ou du point de connexion RTE/GRD", après toutes les occurences pertinentes de "transformateur HTA/HTB d'un Poste Source"	RTE remercie ELE pour ce retour. La possibilité d'établir les programmes d'appel agrégés à la maille du point de connexion entre RTE et le GRD faisait effectivement partie de la proposition discutée entre RTE et les GRD-ELD. Elle a donc été ajoutée à la disposition simplifiée.

Enercoop	PR 2.2	Étant membre que depuis récemment de ce GT, je porte seulement une interrogation et une remarque qui a peut-être déjà été formulée dans les cycles de consultation interne. Cette pénalité de défaillance porte un caractère particulièrement punitif, en considérant qu'une EDP est considérée en défaillance sur une journée entière. En effet, se pose la question de savoir si un biais dans la programmation est-il plus préjudiciable qu'une grosse erreur sur quelques pas de temps ? La question se pose notamment dans le cadre des EnR. Je n'ai pas forcément de proposition de modification à apporter mais seulement cette réflexion		RTE remercie Eneercoop de ce retour. La période de contrôle du critère de défaillance a été étendu à un mois, plutôt qu'à une journée, afin de limiter le caractère punitif de la mesure. Un fort écart ponctuel entre la production prévisionnelle et réelle peut s'apparenter à un aléa, qui nécessitera une action d'équilibrage. En revanche, un biais dans la programmation crée un écart permanent dans les hypothèses d'équilibrage de RTE, et RTE attend des RP qu'ils corrigent au plus vite de tels biais.
Energy Pool	Création d'indicateurs de qualité de la programmation pour l'injection et le stockage stationnaire	Nous accueillons favorablement la mise en place d'indicateurs de qualité de la programmation pour l'injection et le stockage stationnaire. Cependant, utiliser uniquement le dernier programme d'appel tracé par RTE comme référence pénaliserait fortement les acteurs subissant des aléas techniques sur leur périmètre de programmation, quand bien même ils feraient l'effort de déclarer au plus vite leurs fortuits à RTE.	La donnée de programmation utilisée comme référence pour le calcul du score de qualité de la programmation est le dernier programme d'appel tracé par RTE pour l'EDP auquel viennent s'ajouter les éventuels fortuits déclarés par l'acteur. Cette prise en compte des fortuits s'applique d'ailleurs déjà dans les bilans de programmation et de valorisation SSy fournis par RTE.	RTE remercie Energy Pool pour son retour. La prise en compte des fortuits a été ajoutée dans la définition de la courbe de référence
Energy Pool	Introduction de la défaillance d'EDP	Nous sommes en phase avec la création d'un seuil pour l'erreur absolue moyenne normalisée à partir duquel l'EDP sera considérée défaillante. Toutefois, il ne nous semble pas cohérent que les EDP constituées de capacités non pilotables aient la même valeur de seuil de défaillance que les EDP constituées de capacités pilotables. En effet leur production se base sur des prévisions, ce qui entraine un plus grand risque d'écart entre la courbe de charge réalisée et le programme d'appel transmis.	Fixer un seuil de défaillance plus élevé pour les EDP constituées de capacités non pilotables que pour les EDP constituées de capacités pilotables.	RTE remercie Energy Pool pour ce retour. La formulation de l'article concerné a été amendée afin de permettre la fixation de seuils différents selon les filières.

Energy Pool	Dérogation pour la constitution d'EDP constituées de sites d'injection géographiquement éloignés sur le RPD	Nous remercions RTE d'avoir présenté les critères permettant d'accélérer le processus dérogatoire de constitution d'EDP multisites sur le RPD. Toutefois, l'ajout de la possibilité pour RTE de d*emander à faire évoluer le périmètre de son EPD dans le cas où celui-ci "amènerait des contraintes d'exploitation sur le RPT ou le RPD non anticipées lors de l'étude réalisée pour l'accord initial*" est source d'insécurité juridique. L'agrégation de plusieurs sites au sein d'une même EDP détermine les conditions d'activation et de valorisation des sites concernés, et par voie de conséquence l'offre que nous pouvons proposer au client. C'est également sur la base de ces EDP que sont certifiées les EDR. Si RTE revenait sur l'octroi de la dérogation, cela remettrait en cause la viabilité même des actifs sur les différents mécanismes en cause.	Supprimer le paragraphe nouvellement ajouté ou, à défaut, prévoir une possibilité pour le responsable de programmation de demander une indemnisation, pour compenser notamment les investissements entrepris pour permettre la certification des EDR affiliées et les contrats signés pour le restant à courir de l'année.	RTE remercie Energy Pool de ce retour et prend note de l'impact que peut présenter une modification de périmètre. Le processus de validation des agrégats multi-sites a pour but d'éviter que des EDA se retrouvent filtrées en raison du risque de contraintes réseau, mais n'est pas infaillible. RTE propose de faire évoluer la formulation de l'article en mentionnant "les meilleurs délais" afin de laisser à l'acteur le temps nécessaire pour faire évoluer son périmètre.
Energy Pool	Indicateurs de qualité de la programmation	Les règles de programmation actuelles permettent de programmer le PA au MW près. La programmation dans le PA est donc un arrondi au MW de la prévision d'injection/de consommation de l'EDP. Si les indicateurs de qualité de la programmation sont calculés en fonction de l'écart entre la programmation (programmable au MW près) et la courbe de charge arrondie au kW ou au W près, les acteurs se retrouveraient pénalisés parce que RTE ne les autorise pas à programmer plus finement leur programmation dans le PA.	Les indicateurs de qualité de la programmation doivent être calculés en fonction de l'écart entre le programme d'appel et la courbe de charge arrondie au MW le plus proche.	RTE remercie Energy Pool pour ce retour. RTE propose de maintenir la formulation actuelle et d'instruire, à partir du résultat des premiers indicateurs calculés par RTE, la néccessité d'ajouter une règle d'arrondi pour les courbes de charge.
Energy Traders Europe	Failures of EDP (Entité de Programmation) penalties	We agree with having a proportional penalty to the size of the failure. We note the differing predictability of RES assets compared to conventional programmable ones. Such differences should also be considered in the failure thresholds.		RTE thanks Energy Traders Europe for his feedback. The possibility of having multiple thresholds for assets of different filials was added to the article.
Energy Traders Europe	Diverse writing amendments	We welcome the clarifications and recommend reflecting filial differences, notably in failure thresholds. Furthermore, we recommend that the proposed formulas be validated through back-testing with historical data.		Filial-related thresholds has been added to the formulation. RTE confirms that there will be validation of the formulas before any implementation of failures of EDP.

Engie	PR1	<u>Plages de contrôle</u> : Comme déjà remonté en GT, nous trouvons préférable de contrôler la fiabilité de la Programmation hors périodes d'ajustement, fortuits ou ordres RTE hors MA. Nous comprenons que les journées sans ajustement MA/SSY ne donnent lieu à aucun partage de courbes de charge de la part du GRD, d'où la proposition de RTE, mais cela doit être résolu autrement (par exemple par un partage systématique des courbes de charge du GRD vers RTE dès lors qu'il y a programmation, avec accord préalable du site indiqué dans l'accord-site 1.A4). Ne construisons pas les règles de demain sur base de limitations techniques actuelles. Le contrôle se ferait entre le dernier PA accepté par RTE et la courbe de charge neutralisée du réglage R1/R2 comme décrit au §1.L.2.3. L'intérêt est triple : - Isoler la programmation pure et ne pas polluer l'indicateur par des défauts d'ajustement liés à l'AA (la présente incitation est destinée aux RP). - S'affranchir du processus de CRMA (permet de disposer d'un indicateur quasi temps-réel, qui ne nécessite pas la réalisation et la validation du contrôle du réalisé MA, parfois longue et fastidieuse – cf. données manquantes, ou encore cas de DK6). - EDA multi-EDP (à venir) : se rendre indépendant des clefs d'allocation fournies par l'AA. Exclure les périodes pendant lesquelles la Puissance programmée dans le PA est dans l'intervalle]0 ; Pmin[. Cela permet notamment d'exclure les périodes de rampe de démarrage, techniques et peu pilotables, qui peuvent être à l'origine de faux positifs et rendre ainsi l'indicateur peu pertinent/exploitable. En l'absence de Pmin, il nous semble pertinent de positionner un seuil minimum. Ce seuil pourrait être de 5 MW pour commencer, à affiner. Un PA à 0 n'entre pas dans la clause d'exclusion ci-dessus, nous comprenons que RTE voudra contrôler qu'un PA à 0 donne bien lieu à une production nulle.		RTE remercie Engie pour ce retour et accepte la proposition d'exclure les périodes d'ajustement, afin d'éviter les interférences entre les processus de contrôle de la programmation et du MA. RTE propose de définir les périodes d'ajustement, à exclure, comme celles pour lesquelles un volume réalisé non nul a été calculé par RTE lors du CRMA. Concernant l'établissement des seuils, RTE prend note de la remarque d'Engie. La discussion sur l'établissement des seuils se fera lors du prochain cycle de concertation.

Engie	PR1	Facteur de normalisation : RTE propose de normaliser en divisant par la puissance moyenne injectée sur la journée. Cela peut conduire à des puissances moyennes très faibles, voire nulles, et donc à des indicateurs erronés. Nous proposons de normaliser par la Pmax de l'installation de Production ou de Stockage.		RTE souhaite conserver la normalisation par la puissance injectée afin, d'une part, de faciliter la lecture des indicateurs ("erreur de X% entre le programme et le réalisé") et, d'autre part, de limiter au maximum des différences d'indicateurs liés au facteur de charge ou à la taille de l'EDP. La durée sur laquelle est contrôlée la défaillance des EDP a de plus été étendue à un mois plutôt qu'une journée afin de limiter les éventuels risques liés aux jours de faible production.
Engie	1.L.3.	Etablissement de la Courbe de Référence de l'EDP : Lorsqu'aucun Programme d'Appel n'a pas été transmis à RTE pour une EDP, les valeurs de la Courbe de Référence de l'EDP sont prises égales à zéro. Attention aux nombreuses entrées/sorties du périmètre. Ne faut-il pas une notification préalable de RTE en cas de non-programmation à HLAR par exemple ?		L'envoi d'un programme d'appel, pour l'ensemble de son périmètre, avant HLAR est de la responsabilité du responsable de programmation. C'est à lui de s'assurer qu'il remplit bien ses obligations.
Engie	PR1.2.2 / règles 1.L.2.1	Puissance injectée : Cas de la centrale DK6 Il n'existe pas de courbe de charge directement associée à l'EDP DKDUNT (partie programmable de la production de la centrale) : le programme d'appel (PA) de chaque EDP représente la somme de : - La puissance produite par la TAG, - La puissance produite par la TAV à partir des gaz d'échappement de la TAG lorsque la tranche est en mode Cycle Combiné. La courbe de charge de l'EDP DKDUNT ne peut être directement mesurée par les Installations de Comptage de RTE sur site. Ces dernières mesurent en effet la totalité de la production de DK6 issue des TAV et TAG sans possibilité d'isoler la production réalisée par l'EDP DKDUNT. Il a donc été convenu entre RTE et ENGIE que la courbe de charge DKDUNT soit basée sur les données TAG issues de installations de comptage de RTE, et calculée par application de formules de conversion fondées sur la Puissance TAG. Cette formule, même si elle peut être révisée et ajustée, induit une certaine imprécision, acceptée par RTE, dans le calcul la puissance réalisée.		RTE remercie Engie d'avoir soulevé ce cas particulier de son périmètre. RTE propose à Engie de travailler ensemble à trouver une solution au problème soulevé.

Engie	PR1.2.2 / règles 1.L.2.1	Puissance injectée : Cas des stockages stationnaires En FCR, il est autorisé de gérer la charge de l'actif hors programmation (gestion dite de charge « aux écarts »). Il ne faudrait pas que le RR soit pénalisé sur la fiabilité de son PA alors que cette possibilité de recharge hors programmation est explicitement autorisée dans les règles SSY. Comment prévoyez-vous de régler ce cas ?		RTE remercie Engie pour ce retour. Le cas des batteries autorisées à se charger "aux écarts" (ie ne participant qu'à la fourniture de réserve primaire) a été écarté du périmètre de calcul des indicateurs de qualité de la programmation
Engie	PR1	Publication : Nous souhaiterions que les niveaux de fiabilité soient publiés de manière anonymisés, regroupés par filière, avec plages considérées comme acceptables ou non par RTE (prenant en compte le niveau de prédictibilité de la filière). En parallèle, les acteurs recevront leur indicateur de manière privée, et pourront donc se positionner par rapport à leur filière. De manière similaire aux indicateurs « Fiabilité » des OE, ces indicateurs doivent être préalablement validés par les RP avant publication.		RTE ne souhaite pour le moment pas procéder à une diffusion publique, même anonymisée, des indicateurs de qualité de la programmation. Ce sujet pourra cependant être abordé lors du prochain cycle de concertation.
Engie	PR2	Seuil de défaillance : Les documents mis en consultation semblent mentionner l'existence d'un unique seuil. Toutes les filières ne sont bien évidemment pas équivalentes. Ex 1 : le niveau de prédictibilité d'une production ENR, surtout une heure avant le temps réel (cf. délai de neutralisation d'une heure) n'est pas comparable à celui d'un actif de production conventionnel programmable. Ex 2 : Cas de la production fatale (ex : DKSOL, actif de production thermique d'ENGIE à partir des gaz sidérurgiques fatals provenant d'Arcelor) : à l'époque, les règles RTE faisaient état d'EDP « prévisionnelles » liées à une production fatale. Cette notion sous-entendait que le RP faisait ses meilleurs efforts pour donner de la visibilité à RTE, mais n'avait pas la main sur la production. Cette notion a disparu il y a quelques années, avec l'accord des acteurs, car sans impact notable. Nous accepterions mal que cette filière soit désormais traitée sans distinction avec la production pilotable. En l'absence de tolérance par filière, le risque est d'avoir une certaine réticence à terme des RP pour prendre en charge dans leur périmètre la programmation d'actifs des filières en question.		RTE remercie Engie pour ce retour. Les règles ont été amendées afin de permettre l'instauration de seuils différents selon les filières.

Engie	PR2	Seuil de défaillance : Les seuils devront enfin intégrer le fait que le RP n'est plus autorisé à modifier son programme après entrée dans la fenêtre opérationnelle. Cette fenêtre est de 60 minutes pendant les 3 prochaines années.		L'établissement des seuils sera discuté lors du prochain cycle de concertation, en fonction des retours fournis par les indicateurs calculés. Cette contrainte du délai de neutralisation doit en effet être prise en compte.
Engie	PR2 / 1.I.3.2.4	Gestion des aléas de production : "le Responsable de Programmation redéclare, par mail, par télécopie ou par téléphone, ses performances et contraintes techniques, en dehors du mécanisme des Guichets et sans Délai de Neutralisation (…) en cas d'aléa non maîtrisable sur un Groupe de Production, un Site de Stockage Stationnaire ou un Site de Soutirage, ou ordre de l'autorité de sûreté. La Redéclaration doit être transmise dès que connue par le Responsable de Programmation" Comment est pris en compte ce cas ? Le RP est fiable et informe RTE, il doit être incité à le faire et ne pas être pénalisé. il ne devrait donc pas être pénalisé entre la survenue de l'incident et la mise à jour du PA. Nous proposons de neutraliser ces périodes dans le calcul de l'indicateur (cf. cas de SSY/f en cas de fortuit).		La prise en compte des fortuits dans la courbe de référence de l'EDP a été ajoutée dans la proposition de texte.
Engie	PR2	Critère de défaillance : Une EDP ne peut être défaillante que si la Puissance moyenne injectée pour une journée donnée est non nulle. Donc une EDP qui programme mais qui ne produit pas n'est pas concernée ?		RTE remercie Engie pour cette remarque. La condition sur la Pinj non nulle avait été ajoutée car l'erreur absolue moyenne normalisée n'est pas définie lorsque la puissance injectée est nulle. ne semble en effet pas bénéfique qu'un acteur qui programme mais ne produise pas ne soit pas concerné par les défaillances de programmation. RTE propose de retirer la condition d'une puissance injectée non-nulle dans le critère de défaillance d'EDP, et de définir l'erreur absolue moyenne normalisé égale à 100% dans le cas d'une EDP envoyant un programme non nul mais n'injectant aucune énergie (nouvel article 1.L.4.3.1).
Engie	PR2	Critère de défaillance : Rajouter une règle pour qu'une EDP soit considérée défaillante que si elle présente N jours défaillants sur P jours glissants. Cela permettrait de cibler les RP qui présentent des écarts systématiques sans englober ceux pour qui l'écart fait figure d'exception.		RTE a fait évoluer le critère de défaillance d'EDP en effectuant le contrôle de défaillance sur une période d'un mois plutôt que d'une journée.

Engie	PR2	Pénalités : Dans quelle poches tombent ces pénalités PR / MA ? Servent-elles à financer les réserves FRR par ex ?		RTE propose que le produit généré par la facturation des défaillances d'EDP soit ajouté au solde du compte régulation des charges et produits (CRCP).
Engie	PR2	Pénalités : Les Opérateur d'Effacement (OE ou MA) disposent également d'un indicateur Fiabilité. Mais pas de pénalité, juste une communication publique du niveau de fiabilité + une limitation de valorisation sur les marchés. N'y a-t-il pas un parallèle à faire ou une uniformisation des traitements ? plutôt que de brandir systématiquement la menace d'une Nième pénalité ?		RTE cherche en effet à harmoniser les mécanismes lorsque cela n'entraine pas de régression. Cependant, RTE considère que la communication publique du niveau de fiablité n'aurait pas le même impact sur les RP que sur les OE.
Engie	PR2	**Conclusion Pénalité RP : en l'état, l'évolution ne nous semble pas suffisamment mature : pas suffisamment concertée, nombreux cas non traités, pas de back testing sur les données historiques qui permettrait de roder les formules proposées (RTE a normalement toutes les données pour faire cette analyse). Si nous partageons l'intérêt d'une programmation fiable et de mesures incitatives, en l'état, nous ne pouvons validons cette proposition.**		RTE remercie Engie pour son retour très complet sur la proposition de RTE d'introduire un mécanisme de pénalisation des défaillances d'EDP. RTE ne partage cependant pas l'avis d'Engie sur les nombreux cas non traités et considère sa proposition suffisamment robuste pour être portée en saisine auprès de la CRE.
Engie	1.I.2.1.	« un Programme d'Appel (…) doit contenir (…)une chronique prévisionnelle de puissance active, en MW. L'injection d'énergie est représentée par des valeurs positives et le soutirage par des valeurs négatives » -> quitte à donner des précisions, préciser que Puissance active valable pour les sites d'injection et stockage uniquement. Les sites de soutirage ne programment pas de puissance active. Un peu perturbant tel qu'écrit sinon.C22		Les EDP soutirage doivent bien renseigner une chronique de puissance active, égale à zéro pour toute la journée.
Engie	1.I.4.2	« L'Acteur d'Ajustement déclare, pour chacune des EDA, conformément aux modalités prévues par les Règles SI, si le Receveur d'Ordre transmet ou non un ou plusieurs Programmes de Marche lorsqu'il reçoit un Ordre d'Ajustement pour une Offre d'Ajustement Standard de mFRR sur l'EDA. L'Acteur d'Ajustement est tenu de faire cette déclaration avant tout envoi d'Offre d'Ajustement Standard de mFRR ou de RR sur l'EDA." -> cela donne l'impression que l'envoi de PM sur activation mFRR est optionnelle. Ce n'est pas le cas.		RTE confirme que l'envoi de PM sur activation mFRR n'est pas optionnel et a modifié la phrase en ce sens.

Engie	1.L.3.	« Etablissement de la Courbe de Référence de l'EDP Lorsque l'EDP est constituée de Groupes de Production, la Courbe de Référence de l'EDP est égale aux valeurs absolues de puissance active du dernier Programme d'Appel Tracé par RTE de l'EDP » -> pourquoi absolu ? dans quel cas peut-il y avoir des valeurs négatives ? Si ce cas existe, ne faut-il pas mieux prendre 0 ? (plutôt que de convertir le soutirage en injection).D21		RTE remercie Engie pour cette remarque. Après instruction, RTE estime en effet que cette modalité, calquée sur le fonctionnement décrit côté MA, n'est pas nécessaire et propose de retirer l'application d'une valeur absolue. La formulation a également été adaptée dans le chapitre 2
Engie	1.N.1.1.2.	« Factures émises par RTE RTE établit mensuellement l'éventuelle facture des Pénalités en application de l'Article 1.M.1. La facture au titre du Mois M est adressée au Responsable de Programmation au plus tard le dernier Jour du Mois M+2. » -> raison de plus pour ne pas calculer les écarts de programmation pendant les phases d'activation au MA : on va se retrouver avec des contestation CRMA qui vont déclencher des contestations de pénalités PR. On doit néanmoins payer, mais demander à régulariser ensuite…On ne peut pas passer du temps, ni côté acteur ni côté RTE, à calculer, contester, régulariser, etc… Sur DK6, nous avons eu des régularisation CRMA portant sur les 12 derniers mois. Il faut simplifier ces process et ne pas construire une usine à gaz. Chronophage.		L'exclusion des périodes d'ajustement dans le calcul des indicateurs de qualité de la programmation, acceptée par RTE, permet d'éviter ce risque de contestations en chaîne.
Engie	1.P.3.	« Indicateurs de qualité de la programmation Pour chaque journée pour lesquelles RTE dispose des Courbes de Charge de l'ensemble des Groupes de Production ou Sites de Stockage Stationnaire constitutifs d'une EDP injection, RTE met à la disposition du Responsable de Programmation les indicateurs de qualité de programmation de l'EDP décrits à l'article 1.L » -> Le terme « EDP Injection » n'est pas défini.C26		RTE remercie Engie pour cette remarque. L'erreur a été corrigée.
Engie		Les producteurs doivent envoyer des Programmes d'Appel à leur GRD (si ≥ 1 MW) ainsi qu'à RTE (si ≥ 10MW). Ces deux PA doivent être au maximum harmonisés (contenu, format, protocole).		RTE remercie Engie pour ce retour. Les gestionnaires de réseau sont conscient de ce besoin et le format Machine-to-Machine de DispoRéseau a été conçu pour être le plus proche possible du format TOPASE. Les deux flux de données présentent cependant quelques différences intrinsèques, notamment la granularité (maille agrégée EDP vs site)

France Renouvelables	Pénalité défaillance de programmation 1.M.1.2. Pénalités pour défaillance	Une prévision, même de très bonne qualité, aura nécessairement des heures, des journées, ou des événements de moins bonne précision. **Le cadre ne devrait pas pénaliser des écarts importants si ceux-ci sont occasionnels.** **France renouvelables préconise donc de fonder la pénalité sur des scores moyens et sur de longues périodes, et non pas sur des scores journaliers.** Aussi, la normalisation par la puissance journalière moyenne pourrait fausser les indicateurs en cas de puissance proche de zéro.	1/ Fonder la pénalité en premier lieu sur un taux de non-déclaration plutôt que sur une métrique de qualité des programmes d'appel _ ciblant les programmes nuls ou constants. 2/ Changer les indicateurs pour aller vers des indicateurs normalisés par la puissance installée, ou la puissance moyenne mensuelle ou annuelle. 3/ Modifier la formule de pénalité pour se baser sur des scores journaliers moyennés sur l'année ou le mois et appliquer un seuil sur ce score moyen.	RTE remercie France Renouvelable pour son retour. 1/ La qualité des programmes d'appale transmis à RTE constitue une obligation de résultat et non une obligation de moyen. A ce titre, le critère de défaillance proposé se base sur le résultat obtenu et non les moyens mis en œuvre par le RP. 2/ La normalisation par la puissance injectée permet de mettre sur un pied d'égalité les EDP, quelle que soit leur puissance installée. RTE n'est donc pas favorable à la normalisation par la puissance installée. 3/ La formule de détection des défaillances a été modifiée afin de se baser sur le score mensuel plutôt que journalier
France Renouvelables	Pénalité défaillance de programmation Pénalités calculées Prix Moyen Pondéré.	Les responsables d'équilibre sont incités à être équilibrés à la maille de leur périmètre d'équilibre et sont exposés aux écarts, et les AA seront également soumis à une correction de l'ajustement en cas de mauvaise programmation (MA17). La définition d'une pénalité de la programmation sur un Prix Moyen Pondéré ne viendrait-elle pas couvrir deux fois ces écarts ? **La poursuite d'une concertation autour d'une pénalité proportionnée et forfaitaire, comme mentionné plus haut, nous semble plus adéquat.**		Les RE sont effectivement incités à s'équilibrer à la maille de leur périmètre, mais l'obligation des reponsables de programmation porte sur la qualité de leurs programmes à la maille EDP. Un prix de pénalisation basé sur le PMP ne vise pas à couvrir des écarts, mais à lier le préjudice d'une mauvaise programmation, notamment une désoptimisation de l'équilibrage et l'augmentation de son coût, au coût de l'équilibrage.
France Renouvelables	Harmoniser les fichiers	Normaliser les fichiers de programme d'appel que les producteurs doivent envoyer aux GRD (via Dispo Réseau par exemple pour Enedis), et ceux des programmes à envoyer à RTE via les EDP.		RTE remercie France Renouvelable pour ce retour. Les gestionnaires de réseau sont conscient de ce besoin et le format Machine-to-Machine de DispoRéseau a été conçu pour être le plus proche possible du format TOPASE. Les deux flux de données présentent cependant quelques différences intrinsèques, notamment la granularité (maille agrégée EDP vs site).

France Renouvelables	Question programmation	Un site raccordé au RPD qui participe au mécanisme d'ajustement : * Doit envoyer un programme au GRD (via Dispo réseau par exemple pour Enedis), * Doit être rattaché à une périmètre de programmation et envoyer le programme à RTE. Il est possible que le 1er soit envoyé par le producteur, sur la base des leurs prévisions, et que le 2nd soit envoyé par le RP/AA, sur leurs propres prévisions. Existe-t-il une conséquence (ou une insensibilité) d'une éventuelle différence (pour le producteur et/ou à l'échelle du système) entre les deux programmes envoyés (via TOPASE et Dispo Réseau) ?		Le responsable de programmation transmet à RTE un programme établi à la maille EDP ; le producteur transmet au GRD un programme à la maille site et le GRD agrège ensuite les programmes reçus à la maille transformateur. Ces deux canaux de programmation servent donc des buts différents, mais il n'existe actuellement pas de contrôle croisé entre les deux.
France Renouvelables	Question programmation	Les limitations de production pour cause congestion réseau doivent-elles être inclues dans les programmes (TOPASE et/ou Dispo Réseau) ?		Les limitations de production communiquées en amont et présentant un caractère certain doivent être prises en compte. Les limitations transmises à court terme ou en temps réel (y compris lorsqu'une prévenance a été émise en amont sans caractère certain) ne doivent pas être prises en compte. Le programme doit refléter ce que le producteur prévoir de produire, en dehors de toute limitation pour besoin réseau ou EOD.
France Renouvelables	**Date Pénalisation des défaillance d'EDP à PR19 (T1 2027)** 1.A Tableau de correspondance des dates pivot	**Le délai d'un an seulement entre l'entrée en vigueur de ces règles et l'application des pénalités ne semble pas réaliste** pour concerter le cadre, les critères et les seuils pertinents, et d'obtenir les premiers indicateurs afin d'en tirer des actions correctives par filière et de les appliquer dans une démarche pédagogique.		RTE prend note de l'alerte remontée par France Renouvelable. La date de bascule prévisionnelle communiquée est indicative et dépendra de l'évolution de la concertation en 2026.

France Renouvelables	**Création d'indicateurs de qualité de la programmation** 1.L. Contrôle des énergies programmées 1.M.1.1. Critère de défaillance des EDP	**France renouvelables est favorable à la mise en place d'indicateurs afin de mesurer la qualité des programmes dans un but informatif et pédagogique, afin d'identifier des mesures pour les améliorer.** Néanmoins, le projet de règles tel que rédigé ne semble pas suffisamment concerté à ce stade. **En effet, avant tout, il est essentiel de différencier un seuil selon les filières, de neutraliser les fortuits et définir un plafond de pénalités maximales ou une pénalité forfaitaire.** La construction du principe de la pénalité pour défaillance ne doit pas selon nous cibler les acteurs qui mettent les moyens en place pour programmer. Il faut donc prévoir de la souplesse dans le dispositif pour cibler principalement les acteurs qui ont un comportement délibérément en écart avec les règles : * La fiabilité des prévisions dépend fortement de la typologie d'installation (PV / éolien), de la localisation (zones montagneuses, littorales…), car elle repose sur des prévisions météo parfois complexes. * La fiabilité des prévisions dépend fortement de la typologie d'installation (PV / éolien), de la localisation (zones montagneuses, littorales…), car elle repose sur des prévisions météo parfois complexes. * L'enjeu majeur est de limiter les écarts au niveau du portefeuille. Une approche par centrale et sur une journée peut générer des pénalisations excessives pour des événements isolés. Une agrégation à l'échelle du portefeuille, et/ou une évaluation sur une période plus longue (type mensuelle), nous semble plus robuste et représentative. En dehors de la qualité des modèles, certains écarts de programmation peuvent provenir d'éléments difficilement maîtrisables : * Fiabilité des plannings de maintenance, * Pannes imprévisibles, * Contraintes environnementales et climatiques (ex : restrictions acoustiques, chiroptères, gel des pales, etc.), * Incidents techniques liés aux outils d'échange d'informations (TOPASE, Dispo Réseau, outils internes du producteur …). **Il est donc important de pouvoir davantage identifier la source et la responsabilité d'une défaillance de programmation que cela n'est le cas dans les règles telles que rédigées.**		RTE remercie France Renouvelables pour ce retour complet. La possibilité d'instaurer des seuils différents selon les filières et la neutralisation des fortuits ont été ajoutés dans les règles. De plus, afin de limiter l'impact que pourraient avoir des journées exceptionnelles, RTE propose que la considération d'une défaillance d'EDP se fasse sur une moyenne mensuelle plutôt que journalière.

NW	PR1 et PR2	Dans le principe, NW reconnaît l'importance de la qualité de programmation et soutient donc le principe de la mesurer et d'en responsabiliser les acteurs La proposition de RTE soulève les commentaires ou questions suivantes : _ Quelle est la finalité de la mesure du nombre de redéclarations et cet indicateur est-il susceptible d'être pénalisable dans l'avenir ? NW considère qu'il est nécessaire de pouvoir continuer à programmer toutes les heures, de façon cohérente d'ailleurs avec le programme d'appel. Il est d'ailleurs recommandé que deux déclarations horaires sucessives identiques ne soient pas considérées comme des reprogrammations _ S'agissant des sites raccordés au réseau public de distribution, la mesure de la courbe de charge réelle au pas de temps 5 mn par le Gestionnaire de Réseau de Distribution doit être horodaté et synchronisée avec les outils du Gestionnaire de Réseau de Transport . Quelles dispositions sont envisagées pour assurer cette synchronicité, ou à défaut le retraitement de l'écart temporel ? _ Afin d'assurer une homogénéité de raisonnement, il semblerait cohérent que le numérateur de l'indicateur mentionné au 1.L.4.3 soit calculé en valeur absolue et non en valeur algébrique		RTE remercie NW pour son retour. - Le nombre de redéclarations est une mesure à caractère purement informatif permettant de donner une idée sur les moyens mis en œuvre par le RP pour assurer une bonne programmation. - La différence d'horodatage entre les données de programmation et les données de comptage est bien identifiée par RTE : le sujet est déjà présent pour d'autres mécanismes comme le MA ou NEBCO. - L'indicateur cité est bien calculé en valeur absolue.
NW	PR3	NW n'émet pas de remarque sur cette disposition mais souhaite toutefois que la faculté offerte aujourd'hui aux Entités de Programmation de transmettre leur programme d'appel à RTE (et exclusivement à RTE reste ouverte), afin d'éviter des développements SI redondants et sans valeur ajoutée		La transmission de programme d'appel à la maille EDP est exclusivement pour RTE. Cependant, l'agrégation des EDP multi-sites sur le RPD conduit à une perte de la vision réseau dans le programme d'appel à la maille EDP. Ainsi, il reste nécessaire que les GRD disposent de programmes à la maille site afin de pouvoir piloter au mieux leur réseau, et ce conformément au code de l'énergie.

SER	1.L.4. Calcul des indicateurs de qualité de la programmation	Le document concerté introduit la notion d'indicateur de la qualité de la programmation. Le SER comprend l'intérêt de la mise en place d'un tel indicateur pour le gestionnaire de réseau et soutient donc la mise en place de cet indicateur sous réserve que la création d'un tel indicateur soit à but informatif et pédagogique. En revanche, le SER souligne que le texte actuel pose plusieurs problématiques : 1) Le texte introduit un mécanisme de pénalité de défaillance, qui acte dès maintenant l'application de pénalités et en définit dès maintenant son design. Or, la mise en place de cet indicateur est une nouveauté qui ne doit être envisagé qu'après un retour d'expérience sur la qualité de la programmation grace au nouvel indicateur créé et une concertation sur les modalités de calcul des pénalités si les indicateurs font remonter des écarts importants. .		RTE souhaite maintenir sa proposition de mise en place d'un mécanisme de pénalisation des défaillances d'EDP. La proposition portée auprès de la CRE lors de la saisine sera cependant enrichie en tenant compte des retours des acteurs. Les seuils de défaillance, cependant, ne seront fixés qu'après une phase de concertation.
SER	1.L.4. Calcul des indicateurs de qualité de la programmation	2) La méthodologie de calcul des pénalités entraine des montants de pénalités très élevés pour les acteurs. De plus, les pénalités sont calculées pour chaque journée T. Pour le SER, cette méthodolgie est fortement punitive et ne permet pas de cibler spécifiquement les EDP qui sont régulièrement en défaut. De plus, le SER demande à RTE de revoir le mode de calcul des pénalités en les décorellant des couts d'équilibrage. En effet, corréler les pénalités aux couts d'équilibrage revient à faire payer aux responsables de programmation le cout des écarts une dexième fois. Enfin, le SER indique que la mise en oeuvre de ces pénalités risque d'être sources de nombreux échanges avec RTE, extrêmement chronophages, au titre des régularisations.		RTE souhaite maintenir un prix de pénalité incitatifs pour les RP. Cependant, le montant des pénalités facturés dépendent également du niveau de dépassement des seuils de défaillance, qui ne sont pas encore fixés. Le préjudice lié à une mauvaise programmation étant une désoptimisation de l'équilibrage, et donc une augmentation du coût de celui-ci, RTE estime légitime de calcuer la pénalité à partir des coûts d'équilibrage engendrés. RTE rappelle que ce ne sont pas les responsable de programmation, mais les responsables d'équilibre, qui paient le coût de l'équilibrage. La pénalisation des responsables de programmation en cas de défaillance ne vise pas à payer deux fois les écarts, le montant des pénalités n'étant pas ajouté au solde du CAE. RTE a modifié le critère de défaillance des EDP en se basant sur une analyse mensuelle des indicateurs, et non plus journalière, afin de lisser l'impact des écarts exceptionnels qui peuvent se produire.

SER	1.L.4. Calcul des indicateurs de qualité de la programmation	3) Le SER prend note de la méthodologie de définition et de concertation du seuil de défaillance EDP mis en place par RTE dans ce texte. Cependant, le SER estime qu'il ne peut y avoir un critère unique pour l'ensemble des installations, notamment pour les entités pilotables et pour les entités d'énergies renouvelables dont la production est variable. Or, RTE avait annoncé dans les différents ateliers de concertations que des seuils par fillière seraient mis en place. De plus, ce seuil tel qu'actuellement défini serait défavorable aux petites installations, dont le seuil serait rapidement atteint, mais laisserait plus de marges aux grosses installations et donc une tolérance plus forte vis à vis des pénalités.	Est-ce qu'une piste de méthodologie de défin ition du seuil pour les EnR existe ? Peut-ont faire une proposition ou renvoit-on la balle à RTE pour plus de concertations ?	RTE a amendé les règles en ouvrant la possibilité à l'établissement de seuils différents selon les filières.
SER	1.L.4. Calcul des indicateurs de qualité de la programmation	Pour l'ensemble de ces raisons, le SER propose donc à RTE de mettre effectivement en place l'indicateur de fiabilité de la programmation, mais de supprimer la partie 1.M.1.2. Pénalités pour défaillance et prévoir son introduction dans une temporalité claire et définie pour l'ensemble des acteurs, par exemple fin 2026, après la réalisation d'un Rex.		RTE remercie le SER pour son retour complet sur le sujet. RTE a fait évoluer sa proposition en tenant compte des retours des acteurs mais souhaite maintenir sa proposition de pénalisation des défaillances d'EDP pour la saisine auprès de la CRE.
SGE	1.F.2	"Sites géographiquement proches" : cette notion est trop imprécise et risque de créer des zones d'incertitudes dans la constitution des EDP. Dans la mesure où RTE se réserve le droit de demander aux acteurs de faire évoluer la composition des EDP, et que cela conditionne la possibilité de constitution des périmètres de programmation (et dans certains cas la valorisation sur les marchés de l'ajustement et des réserves), il nous semble impératif de veiller à ne pas introduire de délai supplémentaire dans la formation des EDP.	Nous suggérons que RTE établisse une règle explicite, en délimitant par exemple des zones géographiques cohérentes avec la topologie du réseau. Dès lors une EDP formée de sites à l'intérieur d'une même zone serait automatiquement acceptée. Il doit cependant rester possible de former des EDP dérogatoires à cette règle, mais unqiuement après examen et approbation préalables par RTE.	RTE est disposé à expliciter au maximum les règles générales d'agrégation des EDP multi sites mais ne peut pour autant pas garantir l'acceptation automatique des demandes de constitution d'EDP en raison de l'existence de contraintes ponctuelles confidentielles (clients, zones sensibles, typologie particulière du réseau, etc.) devant être vérifiées. Ces cas sont cependant fortement minoritaires et le respect des règles d'agrégation communiquées par RTE est suffisant dans la grande majorité des cas.
SGE	1.L.4.3, 1.L.4.4, 1.L.4.5	Le calcul des indicateurs au pas journalier peut présenter des effets de bord indésirables, notamment lorsque la puissance moyenne injectée est très faible (cas des journées à faible vent ou faible ensoleillement)	Nous proposons que ces indicateurs ne soient calculés qu'à la condition que la puissance moyenne injectée sur la journée soit supérieure à un certain pourcentage (à fixer par RTE) de la puissance installée.	Afin de limiter l'impact des journées à faible production, RTE propose de considérer la défaillance des EDP en se basant sur un indicateur mensuel plutôt que journalier.
SGE	1.M.1.1	En cohérence avec ce qui précède, le critère de défailance EDP ne devrait être établi que sur les journées significatives	Nous proposons de remplacer $P_{moy,\,inj}(EDP_j,T) \neq 0$ par $P_{moy,inj}(EDP_j, T) > X\% \times P_{installée}(EDP)$	Afin de limiter l'impact des journées à faible production, RTE propose de considérer la défaillance des EDP en se basant sur un indicateur mensuel plutôt que journalier.

UFE	Création d'indicateurs de qualité de la programmation pour l'injection et le stockage stationnaire	L'UFE reconnaît l'utilité de la création d'indicateurs permettant l'évaluation de la qualité de programmation des RP. Cependant, les RP doivent être insensibilisés de l'impact d'éventuels fortuits qui seraient intervenus durant la période où ils ne sont pas en mesure de redéclarer leur programme, à savoir le délai de neutralisation augmenté de l'intervalle de temps entre deux guichets. La définition actuelle de Programme d'Appel Tracé par RTE donnée dans le chapitre 0 des règles ne permet pas de couvrir ce cas. L'UFE souligne que l'analyse des indicateurs de qualité de programmation doit prendre en considération les contraintes spécifiques à chaque filière, en définissant précisément ces dernières afin d'assurer leur homogénéité (par exemple, l'hydraulique de lac et la petite hydraulique au fil de l'eau présentent des restrictions distinctes). Il apparaît également plus pertinent que les acteurs transmettent une vision agrégée de leur programmation pour les sites de faible puissance (le périmètre et le seuil restant à définir), ce qui permettrait d'atténuer les aléas et erreurs causés par des phénomènes météorologiques localisés ayant un impact significatif sur une programmation individualisée par site.	§ 1.L.3. Préciser que le PA doit être non nul § 1.L.3. Ajout du texte : « Lorsque l'EDP est constituée de Groupes de Production, la Courbe de Référence de l'EDP est égale aux valeurs absolues de puissance active **non nulles** du dernier Programme d'Appel Tracé par RTE de l'EDP **corrigée d'éventuels fortuits intervenus dans le délai de neutralisation augmenté de l'intervalle de temps entre deux guichets de redéclaration infrajournaliers des Programmes d'Appel**. Lorsque l'EDP est constituée de Sites de Stockage Stationnaire, la Courbe de Référence de l'EDP est égale aux valeurs de puissance active **non nulles** du dernier Programme d'Appel Tracé par RTE de l'EDP **corrigé d'éventuels fortuits intervenus dans le délai de neutralisation augmenté de l'intervalle de temps entre deux guichets de redéclaration infrajournaliers des Programmes d'Appel.** »	RTE remercie l'UFE pour cette remarque. La définition de la courbe de référence a été amendée pour explicitement inclure les fortuits. RTE ne comprend cependant pas pourquoi seules les valeurs non nulles du programme d'appel doivent être considérées.
UFE	Introduction de la défaillance d'EDP	En effet, les contestations nécessitent l'accès et la lecture croisée de données d'autres mécanismes parfois publiées tardivement par RTE. L'UFE estime qu'il serait pertinent de fixer le point de départ du délai de contestation à la publication de toutes les données nécessaires à l'analyse par RTE, et d'allonger les délais afin de permettre une analyse approfondie des éléments sous-jacents avant toute contestation de facture. Les seuils de qualité de programmation doivent être adaptés aux contraintes spécifiques de chaque filière, qui doivent être définies de façon précise (ex. hydraulique de lac vs petite hydraulique au fil de l'eau) . Il est recommandé de contrôler la qualité de la programmation de façon agrégée pour les petits sites, car une programmation site par site pourrait manquer de précision dans le cas d'installation de faible puissance. Cette approche permet aussi de mutualiser les erreurs et les aléas liés à des conditions météorologiques localisées.	1.N.1.2. Contestation des factures « Toute contestation relative à une facture doit être notifiée dans un délai de soixante ~~30~~ 60 jours à compter de la date de réception de ladite facture. **Toutefois, ce délai ne commence à courir qu'à compter de la mise à disposition par RTE de l'ensemble des données nécessaires à l'analyse permettant de motiver une éventuelle contestation. À défaut de notification dans ce délai, la contestation sera réputée irrecevable.** »	RTE remercie l'UFE pour son retour. RTE n'est pas favorable à faire débuter le délai de constestation de manière différée, surtout lorsque les critères requis pour le début du délai sont imprécis. Concernant l'allongement de ce délai, RTE estime que la disparition de l'interaction avec le mécanisme d'ajustement (exclusion des périodes d'ajustement) permet de continuer de l'aligner sur ce qui est en vigueur pour le mécanisme d'ajustement. La formulation des règles a été adaptée afin de permettre l'établissement de seuils différents selon les filières. La maille d'agrégation retenue pour les indicateurs est celle de l'EDP. RTE travaille à faciliter les possibilités d'agrégation des sites RPD au sein des EDP. Il est de la responsabilité de l'acteur que de constituer son périmètre de manière à pouvoir transmettre une programmation de qualité à RTE.

UFE	Introduction de la défaillance d'EDP	L'UFE souligne qu'il existe parfois un décalage temporel entre l'heure mesurée par les dispositifs de comptage et l'heure universelle utilisée par RTE pour reconstituer les courbes de charge. L'UFE souhaite donc alerter RTE sur ce point, afin d'éviter que la reconstitution de courbe de charge ne soit erronée par le seul effet de cette asynchronicité.		RTE remercie l'UFE pour cette alerte. Les différences de datation et de convention entre les données de programmation et de comptage est en effet un point d'attention à surveiller pour la mise ne place des indicateurs de qualité
UFE	*Entrées en vigueur différées* / Suppression PR1	L'UFE regrette la suppression de la date PR1 qui prévoyait une application de la disposition relative à la transmission de programmes agrégés par les GRD à RTE au premier trimestre 2027. L'établissement par les GRD de programmes d'appel agrégés nécessite un temps de développements informatiques et opérationnels incompressibles que la date rapprochée d'entrée en vigueur des règles du 1er janvier 2026 contraint fortement. L'UFE soutient que l'entrée en vigueur de cette disposition doit se faire dans les meilleurs délais, à compter de l'entrée en vigueur des règles, en tenant compte des contraintes citées ci-dessus.	1.R.1.1 Après le premier alinéa est ajoutée la phrase suivante : " Cette obligation entre en application dans un délai raisonnable déterminé entre RTE et les GRD, résultant des meilleurs efforts de ces derniers, et au plus tôt à compter de la date d'entrée en vigueur des règles de marché "	RTE remercie l'UFE pour ce retour et réitère son souhait de faire entrer en vigueur le renvoi de programme d'appel agrégé par les GRD en même temps que la prochaine version des règles de programmation. RTE n'est donc pas favorable à la modification proposée, qui viendrait introduire une entrée en vigueur différée sans date de bascule.
UFE	Modalités relatives aux missions des GRD pour l'envoi des programmes d'appel agrégés / Dispositions simplifiées	L'UFE accueille positivement l'introduction par RTE, de la *Dispositions simplifiées* qui introduit la possibilité pour RTE de réaliser les prévisions nécessaires pour les producteurs n'ayant pas transmis de programmes d'appel agrégés. Toutefois, la réalisation des prévisions par RTE doit conserver un caractère optionnel, laissant la possibilité aux GRD qui développent des outils en propre de réaliser directement les prévisions, une fois ces outils mis au point.	Le GRD peut choisir de transmettre également à RTE des informations permettant à RTE d'identifier les installations de production marginales ou non marginales n'ayant pas transmis de programmes d'appels au GRD. Ces informations, le cas échéant, servent à RTE pour réaliser des prévisions de production pour celles-ci. Le GRD conserve pleinement la possibilité de reprendre la compétence précédemment transmise, dès lors qu'il a finalisé les développements SI nécessaires à la transmission des programmes d'appels à RTE.	L'ajout d'une disposition simplifiée a été proposée par RTE suite au constat que des GRD ne pouvaient pas se conformer à la disposition générale, faute d'être en mesure de réaliser des prévisions de production pour les parcs ne leur transmettant pas de programme. Si le GRD souhaite réaliser des prévisions pour ces parcs, il peut alors rejoindre la disposition générale.

Uneleg	1.C.2 Entrées en vigueur différées ; 1.R.1.1. Etablissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD	La date PR1 (1.C.2), qui prévoyait une mise en application au premier trimestre 2027 de la disposition relative à la transmission de programmes agrégés par les GRD à RTE (1.R.1), a fait l'objet de discussions depuis plusieurs mois entre RTE et les GRD-ELD. Les GRD-ELD ont à ce titre commencé la programmation des travaux calibrés pour cette échéance. Les GRD-ELD regrettent ainsi que la suppression proposée de la date PR1, remplacée par la date d'entrée en vigueur générale des règles au 1er janvier 2026, n'a pas fait l'objet d'échanges préalables avec les acteurs concernés. Cette évolution diminue la visibilité des acteurs sur le dispositif et induit des difficultés pour sa bonne mise en œuvre. La mise en place de la chaîne d'envoi des programmes d'appel agrégés par les GRD-ELD nécessite un temps de développements informatiques et opérationnels incompressible que la date rapprochée du 1er janvier 2026 contraint fortement. Les GRD-ELD ne peuvent commencer à prévoir les développements informatiques dans la mesure où RTE n'a pas encore transmis l'intégralité des formats définitifs des flux. En complément, les GRD-ELD doivent également prévoir les développements informatiques pour recevoir de la part des producteurs les flux de données unitaires des programmes d'appel des différents sites qui serviront en entrée du processus. La sensibilisation des producteurs par les GRD pour l'envoi des programmes est nécessaire, et permettra de maximiser le taux de programmes d'appel agrégés effectivement reçus. Les GRD-ELD partagent l'importance de l'envoi des programmes d'appel agrégés pour le bon fonctionnement des mécanismes de marché. A ce titre, ils s'engagent à mettre en place le renvoi des programmes d'appels agrégés dans les meilleurs délais à compter de l'entrée en vigueur des règles, compte tenu des contraintes citées plus haut. Tous les GRD-ELD, en fonction de leurs moyens techniques et humains respectifs, veilleront à ce que cette date soit la plus proche possible de celle de l'entrée en vigueur des règles.	« Le GRD de rang 1 est chargé d'établir en J-1 pour J un Programme d'Appel Agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un Poste Sourc ou du point de connexion RTE/GRD. Cette obligation entre en application dans un délai raisonnable déterminé entre RTE et les GRD, résultant des meilleurs efforts de ces derniers, et au plus tôt à compter de la date d'entrée en vigueur des règles de marché."	RTE remercie l'Uneleg pour ce retour et réitère son souhait de faire entrer en vigueur le renvoi de programme d'appel agrégé par les GRD en même temps que la prochaine version des règles de programmation. RTE n'est donc pas favorable à la modification proposée, qui viendrait introduire une entrée en vigueur différée sans date de bascule.

Uneleg	1.R.1.1.1 Dispositions simplifiées	Conformément aux travaux menés avec RTE sur le sujet, les ELD accueillent favorablement la possibilité pour RTE de réaliser les prévisions nécessaires dans les cas où un producteur ne transmet pas de programme d'appel. Les GRD-ELD souhaitent toutefois que la réalisation de ces prévisions par RTE conserve un caractère optionnel, comme il est précisé dans le rapport d'accompagnement de la consultation. Certains GRD-ELD disposent des moyens techniques et des modélisations appropriées qui leur permettent de réaliser et transmettre les prévisions pour ces producteurs. Toutefois, une fois les développements SI nécessaires à la transmission des programmes d'appels à RTE finalisés, le GRD-ELD conserve l'entière latitude pour reprendre l'exercice de cette compétence. Cette transmission est ainsi optionnelle et révocable. A cet effet, nous proposons que le paragraphe 2 de l'article 1.R.1.1. Dispositions simplifiées soit mis en cohérence avec le rapport pour préciser cette optionnalité.	« Le GRD peut choisir de transmettre également à RTE des informations permettant à RTE d'identifier les installations de production marginales ou non marginales n'ayant pas transmis de programmes d'appels au GRD. Ces informations, le cas échéant, servent à RTE pour réaliser des prévisions de production pour celles-ci. Le GRD conserve pleinement la possibilité de reprendre la compétence précédemment transmise, dès lors qu'il a finalisé les développements SI nécessaires à la transmission des programmes d'appels à RTE. »	L'ajout d'une disposition simplifiée a été proposée par RTE suite au constat que des GRD ne pouvaient pas se conformer à la disposition générale, faute d'être en mesure de réaliser des prévisions de production pour les parcs ne leur transmettant pas de programme. Si le GRD souhaite réaliser des prévisions pour ces parcs, il peut alors rejoindre la disposition générale.
Uneleg	1.R.1.1. Etablissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD	Une proposition discutée entre RTE et les GRD-ELD consiste à adapter la maille d'agrégation définie pour la remontée des programmes d'appel agrégés par les GRD aux configurations variées des réseaux gérés par les GRD-ELD. Ainsi, l'introduction d'une possibilité d'agréger à la maille du point de connexion RTE/GRD permettra aux GRD-ELD de remonter les informations à la maille la plus pertinente, compte tenu de la structure de leurs réseaux.	« Le GRD de rang 1 est chargé d'établir en J-1 pour J un Programme d'Appel Agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un Poste Source ou du point de connexion RTE/GRD." --> ajout de "ou du point de connexion RTE/GRD", après toutes les occurences pertinentes de "transformateur HTA/HTB d'un Poste Source"	RTE remercie l'Uneleg pour ce retour. La possibilité d'établir les programmes d'appel agrégés à la maille du point de connexion entre RTE et le GRD faisait effectivement partie de la proposition discutée entre RTE et les GRD-ELD. Elle a donc été ajoutée à la disposition simplifiée.

B.3. Retours relatifs au Mécanisme d'Ajustement

Acteur	Sujet et/ou article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
ADEeF	2.B.2	Les GRD comprennent le besoin de disposer de nouveaux leviers pour assurer l'équilibre offre-demande et accompagneront la mise en œuvre, en coordination avec RTE pour maitriser les éventuels impacts sur la conduite des réseaux.		RTE remercie l'ADEeF pour ce retour.
ADEeF	2.E.3	L'article 2.E.3 reprend la nouvelle terminologie des règles NEBCO (5.E.2) « Qualification pour les Sites de Soutirage Profilés sans compteur communicant GRD » En complément, il nous semble essentiel d'ajouter dans les règles MA les mêmes dispositions que dans les règles NEBCO (5.E.2.1) pour indiquer que par défaut ce sont les données de comptage du GRD qui sont utilisées pour le « contrôle du réalisé » conformément à l'article R271-6 du Code de l'énergie, et que les données tierces ne sont prises en compte que si l'Acteur d'Ajustement dispose de la qualification appropriée Par ailleurs, la définition « Opérateur d'Effacement Qualifié pour le Profilé » du chapitre 0 semble nécessiter également une mise en cohérence.	« Conformément à l'article R.271-6 du Code de l'Energie, les données utilisées pour le contrôle des énergies d'ajustement sont produites à partir des dispositifs de comptage des Gestionnaires des Réseaux Publics de Transport et de Distribution d'électricité, lorsque les caractéristiques techniques de ces données (Pas de Temps, précision de la mesure, …) permettent d'établir la Courbe de Référence selon les méthodes décrites à l'Article 2.L.» « Les courbes de charge transmises par un Opérateur d'Effacement non détenteur de cette qualité ne seront pas prises en compte pour le contrôle des ajustements. »	RTE remercie l'ADEeF pour ce retour et a pris en compte ces précisions aux paragraphes 2.E.3 et 2.E.3.1 en alignement avec le chapitre NEBCO.
ADEeF	2.F.3.2.3.1 2.F.3.2.3.2	En cohérence avec les règles NEBCO/chapitre 5, l'ADEeF propose de renvoyer au modèle d'accord site introduit en 0.A7 pour les sites de soutirage.		RTE adhére à la proposition d'un renvoi vers un modèle d'accord soutirage commun pour les chapitres NEBCO, MA et SSY. Cette évolution sera proposée dans le prochain cycle de concertation des règles de marché v3.
ADEeF	2.F.3.3.1.2. 4.F.1.3	Les règles de marché décrivent les conditions de rattachement conjoint à une EDA (MA) et une EDE (NEBCO), tout en étant muettes sur les rattachements conjoints avec une EDR (SSYf). Il serait utile de préciser explicitement ce qui est possible ou non, ou sous quelles conditions		RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3.

ADEeF	2.F.3.3.2.	En cohérence avec les règles NEBCO, l'ADEeF propose que la capacité d'ajustement soit inférieure ou égale : - à la puissance souscrite pour un Site de soutirage - à la puissance de raccordement pour un Site d'injection, - à la somme de la puissance de raccordement en injection et de la puissance souscrite en soutirage pour un site de stockage		RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3.
ADEeF	2.F.3.3.2.	L'ADEeF remercie RTE d'avoir pris en compte cette demande d'harmonisation du texte avec les processus équivalents coté NEBCO et SSYf		RTE remercie l'ADEeF pour ce retour.
ADEeF	2.F.3.3.2.1. 2.A4.	Il semble que la mention à l'EDA dans l'annexe AA-RE pourrait être supprimée (resp. EDR dans accord RR-RE) pour en faciliter le suivi, en évitant le besoin d'une mise à jour en cas de changement d'EDA/R au sein du périmètre du même acteur. Les deux annexes 2.A4 et 4.A3 pourraient par ailleurs être mutualisées		RTE considère que l'information du nom de l'EDA, ou de l'EDR est utile au RE. Cela pemet au RE de faire le lien avec les volumes de correction maille entité des aux activations sur le MA ou les SSYf, des sites de son périmiètre d'équilibre.
ADEeF	2.F.3.2.1. 2.F.3.3.2.3. 2.L.2.2.2.	Voir remarques formulées au 2.E.3	Modifier les paragraphes actuels ainsi : « lorsque les données issues des dispositifs de comptage des Gestionnaires de Réseau de Distribution ne présentent par les caractéristiques nécessaires à la certification des Effacements de Consommation d'électricité **et que l'Acteur d'Ajustement dispose de la qualification décrite au §2.E.3**, la date d'installation du dispositif de mesure installé par l'Acteur d'Ajustement sur le Site de Soutirage ; et l'objet de la mesure, qui est soit l'Installation de Comptage du GRD, soit, si les données issues des dispositifs de comptage des Gestionnaires de Réseau de Distribution ne présentent par les caractéristiques nécessaires à la certification des Effacements de Consommation **et que l'Acteur d'Ajustement dispose de la qualification décrite au §2.E.3**, les voies effaçables par l'Acteur d'Ajustement. »	RTE a pris en compte cette précision de formulation au paragrapghe 2.F.3.3.2.3.

ADEeF	2.K.3.5 2.L.2.2.3 2.M.5.1	Enedis et RTE se sont coordonnés pour apporter des précisions sur la conduite à tenir et les traitements back-office lors d'activations simultanés de services de flexibilités locales et du mécanisme d'Ajustement.		RTE confirme que l'écriture de ces articles a été faite en concertation avec Enedis.
ADEeF	2.L.2.2.2.	Avec la forte volumétrie constatée et attendue dans les années à venir sur les sites Profilés (BT ≤ 36 kVA), et dans un souci de sobriété numérique, nous proposons de limiter au strict nécessaire la transmission des données de comptage à RTE et acteurs d'ajustement, ie pour les seules périodes d'activation au lieu de la semaine complète comme effectué aujourd'hui. Ce changement de pratique permettrait de réduire environ de moitié les flux transmis. Chaque GRD a la possibilité de publier des données supplémentaires, selon ses propres contraintes de volumétrie et traitements SI. La modification proposée ne porte à date que sur les sites Profilés, où l'enjeu de volumétrie est concentré.	« Les données mises à disposition par les GRD couvrent a minima les pas de temps correspondant aux ordres d'ajustement ainsi qu'aux autres périodes nécessaires au contrôle de réalisé. »	RTE a ajouté cette modification en corrélation avec l'article 5.L.1.3.2.2.1. du chapitre 5 (NEBCO) dans le paragraphe 2.L.2.2.2.
ADEeF	2.L.6.	Il semble que le 2.L6 (transmission de clés de répartition EDA -> sites) n'a vocation à s'appliquer que pour des EDA injection constituée de plus d'un site : - pour les EDA soutirage les règles de répartition sont déjà établies - pour une EDA mono-site il n'y a pas de besoin de répartition		RTE a intégré une précision sur le type d'EDA et de site concerné au paragraphe 2.L.6.1.1, comme suit : Pour chaque EDA Injection comprenant plus d'un Site d'Injection ou de Stockage Stationnaire, RTE doit disposer pour chaque activation sur le Mécanisme d'Ajustement de la Clé de Répartition de l'énergie activée par Site pour tous les Sites constitutifs de l' EDA afin de calculer le Volume Réalisé à la maille Site.
Agregio-Solutions	MA 4.1.2	L'article propose de laisser jusqu'au 3ème jeudi du mois M+1 pour l'envoi des clés de répartition. Cela nous paraît être un délai trop court.	Nous proposons une deadline au dernier jour ouvré du mois M+1.	RTE remercie Agregio pour ce retour, malheureusement il ne sera pas possible d'aller au-delà du 3ième jeudi du M+1 afin de respecter les délais de transmission de données définis dans le premier arrêté de l'article 175 de la Loi de Finance 2025
Agregio-Solutions	5	Nous souhaitons que RTE mette à disposition les données des écarts de programmation (utilisées pour corriger le volume réalisé) dans une données à part. Nous voudrions aussi plus de précision dans les règles sur la gestion des arrondis permettant d'identifier la plage de référence (pas 5 min précédent ou suivant) initiale et finale	Ajouter des précisions sur les arrondis, et indiquer que la donnée "écart prog" sera mise à disposition des RE et AA	RTE remercie Agregio pour ce retour. Les règles ont été amendées en ajoutant la publication des écarts de programmation aux acteurs d'ajustement (2.M.9). Des précisions sur les règles d'arrondi ont également été ajoutées dans le rapport d'accompagnement. Il n'y a pas de règle d'arrondi particulière pour cette modalité : les règles usuelles de tracé des ajustements s'appliquent.

Agregio-Solutions	6.4	Concernant le § 2.G.3.2, Agregio-solutions considère que la tolérance d'un écart en énergie de ±10% maximum pour chaque intervalle de 5 minutes est encore trop restrictive. Une tolérance élargie à ±20% maximum par pas de temps de 5 minutes pourrait encourager les acteurs à proposer des volumes sur la plateforme MARI, sans compromettre la sécurité du réseau de manière significative.		RTE estime que le maintien d'une tolérance de 10 % d'erreur par pas de 5 minutes pour les acteurs d'ajustement reste justifié, dans la mesure où le nouveau système de validation des activations standard introduit une tolérance supplémentaire sur le nombre de pas à valider et incite les acteurs à se conformer davantage au profil standard. Il convient de souligner que ce mécanisme de pénalisation ne constitue pas une barrière technique à la participation (et donc une entrave à la liquidité) : les acteurs peuvent continuer à proposer des actifs ne respectant pas parfaitement le profil de livraison théorique. En revanche, ce dispositif peut en effet affecter la compétitivité des offres associées, dans la mesure où ces contraintes peuvent être intégrées dans la valorisation des offres sur le marché.
Agregio-Solutions	6.4	Pour le § 2.G.3.3, Agregio-Solutions est défavorable à l'établissement d'une définition préalable et non concertée des modalités d'application à partir de la date MA16. Il est nécessaire de modifier la phrase « À partir de la date MA16, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les Pas de 5 Minutes de la plage de vérification sont valides » pour « À partir de la date MA16, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les critères établis suite à une concertation des acteurs et validés par la CRE sont respectés ».		Comme concerté lors du GT PROG-MA du 22/09, RTE propose de modifier la modalité concernée en introduisant un processus de validation par la CRE et en étendant le délai de prévenance à trois mois. La rédaction proposée est la suivante : "À l'initiative de RTE, la CRE pourra être notifiée par courrier de la proposition de renforcement des critères de conformité. Sous réserve de son approbation, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée ne sera considérée comme conforme que si l'ensemble des Pas 5 minutes de la plage de vérification sont valides. En cas d'approbation de la CRE, RTE notifiera aux acteurs d'ajustement la date d'entrée en vigueur de ces nouveaux critères, avec un préavis minimal de trois mois. En cas de refus de la CRE, les critères de conformité en vigueur demeurent applicables."
Agregio-Solutions	6.4	Sauf erreur, RTE ne décrit pas les plages de vérification dans le cas d'une activation DA		La connexion de RTE à la plateforme MARI pour les activations DA étant prévue pour 2028, les règles de marché relatives à ce type d'activation seront précisées dans les prochaines versions des règles de marché, et feront l'objet d'une concertation préalable avec les acteurs d'ajustements.

Agregio-Solutions	6.6 et 6.7	Ahregio-solutions estime qu'étant donné le délais très court de blocage d'un ordre d'ajustement standard pour RTE (en cas de coexistence avec un ordre spécifique), il peut arriver qu'un blocage ne soit pas réalisé par RTE. Dans ce cas, l'acteur sera contraint de refuser l'ordre d'ajustement. Il est important que l'AA ne soit pas pénalisé aux écarts dans cette situation.	Préciser dans les clauses 6.6 blocage d'ordre, qu'un AA ne sera pénalisé aux écarts sur l'ordre standard en aucun cas en cas de coexistence avec un ordre spécifique.	Si un ordre standard qui aurait du être bloqué par RTE était malgré tout transmis à un acteur d'ajustement, ce dernier sera contraint effectivement de le refuser. Dans ce cas, aucune pénalisation pour refus d'ordre ne sera appliquée, cette situation pourra être traitée via le processus de contestation. RTE propose d'amender l'article 2.K.3.5 en ajoutant une référence à l'article 2.J.2.2 sur les modalités liées au blocage des ordres standards. RTE tient à souligner que des mesures SI ont été mises en oeuvre afin de limiter au maximum l'occurrence de ce type de cas.
Agregio-Solutions	6.6	Le fait que RTE puisse bloquer des ordres poste H-28 démontre ses capacités techniques à réaliser un blocage d'offre automatiquement. Dans ce contexte, Agregio Solutions s’interroge sur les raisons pour lesquelles un tel mécanisme n’est pas aussi appliqué aux offres standards pour les ordres émis avant H-28. La gestion de la concomitance des offres risque de réduire de manière significative les volumes que les acteurs peuvent proposer. Elargir le mode de gestion déjà développé par RTE permettrait de facilité l'accès aux marché.	Agregio-solutions propose que la concomittence des offres soit gérée par RTE de bout en bout.	Les offres de mFRR standard échangées sur la plateforme MARI étant des offres explicites, RTE considère que l'acteur d'ajustement est responsable de la mise à jour de ses offres jusqu'à la fermeture du guichet MARI à H-25'. Ce nouveau système de blocage encourage l'acteur d'ajustement à tenir compte des informations à sa disposition jusqu'à H-28' pour décider de la faisabilité de ses offres.
Agregio-Solutions	6.7	Agregio-solutions comprend de ce chapitre que, même si les ordres ne sont techniquement pas réalisables (par exemple hors des CUO), l'acteur ne peut pas refuser l'ordre. Qu'est ce qui motive une telle affirmation ? Cela ne semble pas réaliste.	Agregio-solutions propose d'autoriser le refus d'ordre si ceux-ci ne sont pas réalisables.	Pour rappel, les offres de mFRR utilisées sur la plateforme MARI étant standardisées, les CUO (type DMO et DOmin) sont prédéfinies dans le cadre de ces activations. Dans les cas particuliers où RTE ne respecterait pas ces conditions (envoi d'ordre tardif par exemple), les acteurs sont en droit de refuser l'ordre et de contester les pénalités associées. RTE propose d'amender l'article 2.K.3.5 en ajoutant une référence à l'article 2.K.3.1 sur les modalités liées à l'envoi d'un ordre d'ajustement standard. RTE tient à souligner que le processus standard MARI étant basé sur un fonctionnement par guichet fixe, l'occurence de ces cas particuliers devrait rester faible. De plus, des mesures SI ont été mises en oeuvre afin de limiter au maximum l'occurrence de ce type de cas.
Agregio-Solutions	8.1	Favorable. La possibilité d’une durée de consultation supérieur à 1 mois est souhaitable en cas de changement très structurant pour les acteurs.		RTE remercie Agrégio-solutions pour ce retour positif.

Alpiq	2.J.1.3. Conditions d'Utilisation de l'Offre	Alpiq accueille favorablement l'éclaircissement du cadre de participation pour les offres entre 1 et 10 MW, qui en pratique sont très régulièrement appelées par RTE en explicite ou en implicite en dehors du cadre défini. Toutefois, les limitations renforcées au niveau des offres implicites (limitation aux EDP RPT) et explicites (diminution du DMO et du DOmin) vont écarter de nombreux actifs, notamment les petits actifs thermiques qui ne peuvent pas s'activer pour 15 minutes seulement. Pour les EDA de production renouvelable, les CUO devraient êtres adaptées en fonction des conditions climatiques. **Même les EDA EnR multisites avec des puissances installées importantes ont très fréquemment un productible inférieur à 10 MW.** Cela parait peu concevable et applicable opérationnellement, au risque de limiter à nouveau les capacités disponibles pour RTE. Dans la mesure où les EDA sont bien activables via le process de transmission standard (plateforme TAO), il n'a pas de différence opérationnelle à activer des offres selon la puissance offerte.	Abaisser la taille minimum des offres à 1 MW, sans modification des critères de CUO (DMO 30 min, DOmin 60 minutes) ou de distinction implicite/explicite , sous réserve que les offres soient activables via le process standard (plateforme TAO).	RTE remercie Alpiq pour ce retour. Les contraintes opérationnelles ne concernent pas l'envoi des ordres d'ajustement mais l'interclassement manuel des offres nécessaire lorsque'il y a une multitude d'EDA offertes avec des CUO hétérogènes. Après concertation de la filière EnR, la cible (DMO 13min, DOmin15minutes) semble atteignable d'ici 2027, c'est pourquoi RTE propose de décaler le durcissement des CUO à fin 2026. Enfin, pour les petits actifs thermiques, il est possible de constituer des EDP multi sites et RTE travaille sur la possibilité de constituer des EDA multi EDP pour 2027.
Alpiq	2.L.4. Etablissement de l'Ecart de Programmation pour les EDA de type injection	La prise de référence sur un unique pas 15 minutes peut être assez aléatoire, notamment pour des actifs de production renouvelable.	Etendre la prise de référence aux 4 pas 15 minutes précédant et suivant la préiode d'activation.	RTE a amendé les règles en étandant la prise de référence au deux pas précédant et suivant la période d'activation, pour une durée de plage de référence d'une heure au total.

Alpiq	2.A4. MODELE D’ACCORD DE RATTACHEMENT ENTRE UN RESPONSABLE D’ÉQUILIBRE ET L’ACTEUR D’AJUSTEMENT EN VUE DE LA PARTICIPATION AU MECANISME D’AJUSTEMENT D’UN OU PLUSIEURS GROUPE(S) DE PRODUCTION OU SITE(S) D’INJECTION OU SITE(S) DE STOCKAGE STATIONNAIRE	L'accord de rattachement RE/AA sous sa forme actuelle n'est pas adapté à la participation des EnR qui se fait via l'agrégation d'EDA multisites et multi clients. Les trois écueils principaux du schéma actuel sont les suivants : 1. Un producteur peut être engagé de nombreuses années avec un RE qui pourrait bloquer sa participation au Mécanisme d'Ajustement avec l'AA de son choix 2. En cas changement de RE, pour lequel l'AA n'est pas nécessairement informé, nécessité d'obtenir l'accord du nouvel RE, voire de revoir la constitution des EDA 3. Dans le cas de la constitution d'EDA comportant plusieurs producteurs rattachés au même RE, le format d'accord récapitulant l'ensemble des sites de l'EDA entraine une rupture de confidentialité et le partage d'informations commercialement sensible, car dans la pratique les accords transitent entre RE et AA via le producteur.	Il faut avancer en direction du fonctionnement de l'effacement pour les sites de soutirage. Supprression de l'accord sous sa forme actuelle. Notification du RE par RTE et/ou le GRD + transmission des corrections RE à la maille site prévue avec la mise en place des clés de répartition.	L'annexe 2.A.4 porte aujourd'hui deux principes : - Le RE prend connaissance de l’existence de sites de son périmètre d’équilibre qui participent au MA et de ce fait, provoquent la correction de son PE - L’AA autorise RTE à publier au RE les volumes d’ajustement réalisés à la maille site et entité, tels que définis au chapitre 2.L Ces principes ne sont aujourd’hui pas portés ailleurs dans le corps des règles de marché de RTE. L’instruction de la suppression ou la modification de cette annexe nécessite de plus amples études et RTE propose donc d’inscrire le sujet pour la concertation de la v3. Un refus éventuel du RE à signer cette annexe n'est ni l'usage, ni souhaitable. L'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 enjoint notamment les acheteurs obligés des sites sous OA, qui sont également leur RE, à signer cette annexe.
Boralex	2.D.3 / 2.D.4	Contexte: Il est fait allusion plusieurs fois à la garantie à première demande	Laisser la garantie bancaire telle que dans la version originale	RTE a toujours exigé que le RE fournisse une garantie bancaire "à première demande" dans le cadre de la contractualisation d'un AP-RE. En effet, notre trame de Garantie Bancaire (figurant à l'annexe 0.A4 des Dispositions Générales des Règles de marché) fait explicitement référence à l'article 2321 du code civil. La mention expresse de cet article permet de clarifier l'exigence de fourniture d'une garantie autonome pour distinguer clairement celle-ci d'un cautionnement. Il n'y a donc pas d'évolution des exigences de RTE sur ce point.

Boralex	2.L.4	Analyse BORALEX : interrogations sur la nécessité de tels changements.En effet une EDA qui ne suit pas le programme d'appel se trouve pénalisée par le système en vigueur, du fait des écarts d'ajustement non nuls. Ainsi le système en vigueur encourage déjà les EDA a suivre leur programme. Risque d'introduction de complexités.	Comprendre quels sont les objectifs de ces changements.	Lorsque RTE demande à une EDA de réaliser un ajustement, son besoin est de disposer d'une variation de puissance afin de rééquilibrer le système électrique. Pour ce faire, RTE se base sur le programme d'appel transmis par l'acteur et détermine un nouveau point de consigne à atteindre afin d'effectuer la variation. Cependant, le CRMA actuel vérifie que le point de consigne demandé est atteint, mais sans vérifier que le point de départ est bien celui sur lequel RTE s'est appuyé pour calculer la variation de puissance effectuée (et rémunérée). Cette modalité vise à rectifier ce biais en tenant compte de l'éventuel écart avec le programme d'appel dans la variation de puissance réellement réalisée par l'EDA.
Corsica Sole	2.B.2	Il est proposé d'ajouter l'ensemble des dispositions de l'article L321-13 du code de l'énergie encadrant la compétence de RTE dans la fixation du seuil. En effet, le législateur a entendu rendre obligatoire la participation au MA à des installations de production dont la puissance installée ne saurait être inférieure à 10 MW. Nous comprenons qu'un abaissement de ce seuil est soumis à une évolution de la disposition législative du code de l'énergie. Il apparait indispensable dans un souci de sécurité juridique de reprendre les dispositions légales.	De plus, l'article L321-13 du même code dispose que « la totalité de la puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse, sur chacune des installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à un seuil, raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, est mise à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement » ; le seuil **qui ne peut pas être inférieur à 10 MW** ~~**évoqué**~~ est défini dans le présent document. Il est également précisé que « la Commission de régulation de l'énergie peut demander aux producteurs de justifier que leurs installations de production ne sont pas disponibles techniquement ».	RTE remercie Corsica Sole pour ce retour. L'objectif de ce paragraphe est de faire un lien entre ce qui est décrit dans la loi DDADUE 2 et le chapitre MA. Il n'est pas prévu de citer l'ensemble des éléments constituant l'aticle de loi.
Corsica Sole		Dans les GT MA-RE, il a été évoqué une procédure d'exemption de l'obligation de participer au MA pour les installations de production > 10 MW. Or, les règles restent muettes sur ce point créant une certaine insécurité juridique pour les producteurs. Est-il possible d'apporter le cas de la dérogation ?		RTE remercie Corsica Sole pour cette question. L'obligation de participer au MA s'applique à tous les sites supérieurs à 10MW sans exemption possible. Si le producteur n'est pas prêt à participer au MA au 1er janvier 2026, il devra renseigner un formulaire pour justifier son incapicté et présenter un plan d'action associé. Le formalisme à respecter est présenté en GT EnR.

Corsica Sole	2.C.2	Comme les producteurs ne signent pas d'accord de participation aux règles MA contrairement aux acteurs d'ajustement, comment sont-ils informés des évolutions des règles ? Cette question se pose avec plus d'acuité pour les producteurs raccordés au RPD qui ne sont pas représentés en CURTE et a fortiori en CAM. Est-ce que RTE va mettre en place de nouveaux mécanismes d'informations/notifications en lien avec les GRD ?		RTE remercie Corsica Sole pour ce retour. Le GT ENR a été mis en place en ce sens pour accompagner à la fois les sites RPT et RPD à participer au MA. Pour les producteurs ENR RPT, des communications sont également réalisées via le GT Producteurs. Pour les producteurs raccordés sur le RPD, les moyens d'être informés sont variés : le GRD de raccordement, en premier lieu, qui peut rediriger si besoin vers un interlocuteur RTE, mais aussi les agrégateurs et fédérations, qui participent souvent déjà aux GT. Enfin, des fiches pédagogiques présentant les différents mécanismes et les liens utiles sont disponibles sur le site internet de RTE.
Corsica Sole	2.C.2	La date MA_2 correspond notamment à l'obligation pour l'EDA Injection RPD d'envoyer un programme d'appel. Est-ce que cette obligation implique que l'EDA soit constituée d'une (et à terme plusieurs) EDP ? Si tel est le cas, il importe de le préciser pour éviter tout contre-sens sur les nouvelles obligations de Sites de Production EnR.		La date MA2 concerne la nécessité pour un site d'injection RPD participant au MA de programmer et de rejoindre une EDP, liée à une EDA. Il est donc en effet nécessaire que l'EDA soit constituée d'une EDP. En complément, la date MA7 quant à elle, permet la création d'EDA multi EDP. Donc, entre la date MA2 et la date MA7, l'EDA injection RPD ne peut être constituée que d'une EDP, et a partir de MA7, de plusieurs EDP.
Corsica Sole	2..J.1.1.1.	**Dans un souci de clarté, les obligations de l'article L.321-13 du code de l'énergie mérite d'être précisé dans un paragraphe ad hoc.** Nous comprenons des Règles que le fait de proposer des Offres d'Ajustement Standards ne permet pas de décliner les obligations légales de l'article L.321-13 du code de l'énergie. Est-ce bien le cas ?		RTE confirme que la déclinaison de l'article L.321-13 du code de l'énergie se traduit par l'obligation de déposer des offres spéficiques sur le mécanisme d'ajustement.

Corsica Sole	2.J.1.1.2. (notamment 2.J.1.1.2.1 et 2.J.1.1.2.2)	**Dans un souci de clarté, les obligations de l'article L.321-13 du code de l'énergie méritent d'être précisées dans un paragraphe ad hoc et non à la marge dans les développements sur les Offres d'Ajustement spécifiques.** Ceci est d'autant plus nécessaire que de nombreuses d'EDA Injection RPD ne pourront pas réalisées d'Offres d'Ajustement spécifiques implicites "non nulles". D'une part, jusqu'à la date MA_{10}, les EnR avec une Pinstallée proche de 10 MW ne pourront pas proposer des Offres d'ajustement spécifiques « non nulles » en raison de l'exigence de Puissance Maximale Offerte soit un entier supérieur ou égal à 10 MW (2.J.1.3.5.1.). Or, la plupart des EnR ayant une puissance installée proche de 10 MW ne seront à même de proposer que des Petites Offres ; D'autre part, après la date MA_{10}, les EDA d'Injection RPD ne pourront pas proposées des Petites Offres en implicite.		L'article L321-13 du code de l'énergie est décliné dans le chapitre MA via l'élaboration d'offres d'ajustement spécifiques tout en laissant la possibilité à l'acteur d'ajustement de choisir entre une partiicpation implicite ou explicite. Si un site injecte régulièrement moins de 10MW mais n'est pas en mesure de respecter les CUO normalisées (DMO 60min DOmin 30min avant la date MA10 et DMO 13min DOmin15 min après la date MA10), alors l'acteur d'ajustement a la possibilité d'agréger plusierus sites au sein d'une EDA pour dépasser le seuil des 10MW.
Corsica Sole	2.J.1.1.2.1 et 2.J.1.1.2.2	L'article L.321-13 du code de l'énergie mentionne que « la totalité de la puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse, sur chacune des installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à un seuil…". Le chapitre 2 apporte une définition de la notion de techniquement disponible à l'article 2.J.1.1.2.1 et à l'article 2.J.1.1.2.2. Ne sont pas pris en compte les cas d'optimisation de la puissance de raccordement (Pinstallée > Pracc ou la pracc < 10 MW). Aussi, il est proposé d'apporter un tempérament au caractère exhaustif de la notion de "techniquement disponible".	Tout ou partie de la puissance non utilisée techniquement disponible d'une EDP peut ne pas être mise à disposition selon les modalités précitées **notamment** dans les cas énumérés ci-après :	RTE remercie Corsica Sole pour cette remarque mais n'intégrera pas cette modification.
Corsica Sole	2.J.1.1.2.2	L'article 2.J.1.1.2.2 dispose que « Ces offres peuvent être soumises pour toutes les EDA à l'exception : - des EDA Injection RPT composées de Sites d'Injection ; et - jusqu'à la date MA2, des EDA Injection RPD composées d'une ou plusieurs EDP qui sont composées uniquement de Sites d'Injection, conformément à l'article 2.F.2.4 ». Il n'est pas fait mention de la date pivot MA7 pour les EDA injection RPD.	Ces offres peuvent être soumises pour toutes les EDA à l'exception : - des EDA Injection RPT composées de Sites d'Injection ; et - jusqu'à la date MA2, des EDA Injection RPD composées d'une ~~ou plusieurs~~ EDP **et jusqu'à la date MA7 des EDA Injection RPD composées de plusieurs EDP** qui sont composées uniquement de Sites d'Injection, conformément à l'article 2.F.2.4.	RTE a apporté la modification suivante : es offres peuvent être soumises pour toutes les EDA à l'exception : - des EDA Injection RPT composées de Sites d'Injection ; et - jusqu'à la date MA2, des EDA Injection RPD composées d'une EDP, ou de plusieurs EDP à partir de la date MA7, qui sont composées uniquement de Sites d'Injection, conformément à l'article 2.F.2.4.

Corsica Sole	2.J.1.3.5.1	Concernant les Offres d'Ajustement Spécifiques et leurs Conditions d'Utilisation, l'article 2.J.1.3.5.1 précise que la Puissance Maximale Offerte doit être un entier supérieur ou égal à 10 MW. Dans le cas contraire, l'Offre est considérée comme nulle. Appliquée aux installations de production EnR raccordées au RPD dont la puissance installée est comprise entre 10 MW et 18 MW, le seuil de 10 MW de puissance maximale offerte peut ne pas être respectée en raison des conditions météorologiques et le cas échéant, des optimisations de raccordement (cas d'une installation dotée d'une Pinstallée de 11 MW avec une Pracc de 9 MW). Aussi, ces installations ne pourront pas déposer des offres spécifiques avant la date MA10.		RTE remercie Corsica Sole pour ce retour. Avant la date MA10, ce sont les dispositions transitoires de l'article 2.S.1 qui s'appliquent, à savoir la possibilité pour les Acteurs d'Ajustement de formuler des offres de moins de 10MW à condition qu'elles respectent un DMO inférieur ou égal à 30 min et un DOmin inférieur ou égal à 60min.
Corsica Sole	2.J.1.3.5.1	Après la date MA10, la Puissance Maximale Offerte à la hausse ou à la baisse doit être un entier supérieur ou égal à 1 MW, sinon l'offre est considérée comme nulle. Si la Puissance Maximale Offerte est strictement inférieure à 10 MW, l'offre doit satisfaire les conditions cumulatives suivantes pour ne pas être considérée comme nulle : − pour une Offre d'Ajustement Spécifique implicite : L'offre est formulée par une EDA Injection RPT. Aussi les EDA Injection RPD ne peuvent pas proposer de telles offres. − pour une Offre d'Ajustement Spécifique explicite : L'offre doit posséder des conditions d'utilisation normalisées conformément à l'Article 2.J.1.3.3, sinon elle doit posséder des conditions d'utilisation non normalisées conformément à l'Article 2.S.1.2 et sera uniquement valide un Jour Signalé Ecowatt Rouge. Ainsi, seules les Offres d'Ajustement Spécifique explicite sont possibles pour les "petites offres" des parcs de 10 MW raccordées sur le RPD. est ce que ce point peut etre précisé dans un § consacré à la déclinaison de l'obligation de participer au MA pour les parcs de plus de 10 MW.		RTE remercire Corsica Sole pour ce retour et confirme qu'à partir de la date MA10, les offres de moins de 10MW seront suceptibles d'être activées si et seulement si elles sont formulées par des EDA participant en explicite et respectant les CUO normalisées (fors signal Ecoxatt Rouge). Néamoins RTE ne juge pas nécessaire d'ajouter ce paragraphe en lien avec l'obligation d'offrir le disponible car les sites RPD de plus de 10MW sont libres de choisir leur mode de participation, choix qui doit être fait en prenant en considération les contraintes énoncées au paragprahe 2.J.1.3.5.1 si jamais ils seront suceptibles de faire des offres de moins de 10MW.

Corsica Sole	2.L.6	L'article 2.L.6. porte sur le calcul du Volume Réalisé à la maille Site (1 SIRET au regard de la définition du chapitre 0). Il mentionne la Clé de répartition de l'énergie activée par « Site » pour tous les « Sites » constitutifs de l'EDA. Or, il existe un doute sur les cas appréhendés par ce § : - Est-ce que ne sont visés par ces dispositions les seules EDA constituées de Sites d'Injection (ie jusqu'à la date MA2 les Sites raccordés au RPD en application du 2.F.2.4.) ? si tel est le cas, il convient de le préciser dans le préambule entre l'article 2.L.6 et l'article 2.L.6.1. - Si tel n'est pas le cas, cela implique que sont visées les EDA constituées d'une ou plusieurs EDP, elles-mêmes constituées d'un ou plusieurs Sites : o Cas d'une EDA constituée d'une EDP composée de plusieurs Sites limités : cas où il est fait une demande de dérogation à RTE. o Cas d'une EDA constituée de plusieurs EDP autorisée pour les seules EDA Injection RPD à compter de la date MA7. Il convient pour traiter ce point d'ajouter la mention de la date pivot MA7. Sans remettre en cause le principe, il apparait utile de préciser les cas où cette disposition est appliquée en se référant aux Sites et aux EDP afin d'assurer une certaine cohérence avec les § sur la composition de l'EDA.	**"A partir de la date MA_{18}, pour chaque EDA composée d'une EDP comprenant plus d'un Site d'Injection ou de Stockage Stationnaire et de plusieurs EDP composées d'un ou plusieurs Sites d'Injection**, RTE doit disposer pour chaque activation sur le Mécanisme d'Ajustement de la Clé de Répartition de l'énergie activée par Site pour tous les Sites constitutifs d'une EDA afin de calculer le Volume Réalisé.... ".	RTE remercie Corsica Sole pour ce retour et propose de modifier le paragraphe 2.L.6.1.1 avec la formulation suivante (n'incluant pas les EDP, car cela concerne également les EDA sans EDP) : Pour chaque EDA Injection comprenant plus d'un Site d'Injection ou de Stockage Stationnaire, RTE doit disposer pour chaque activation sur le Mécanisme d'Ajustement de la Clé de Répartition de l'énergie activée par Site pour tous les Sites S Stationnaires constitutifs d'unede l' EDA afin de calculer le Volume Réalisé à la maille Site.
EDF	MA1	La participation au MA est obligatoire mais pas la participation aux deux modalités du MA spécifique, à savoir l'implicite et l'explicite. Un acteur peut choisir de participer selon la modalité implicite sans participer à la modalité explicite et vice versa.	Inutile de répéter dans §2.J.1.1.2.1 et dans §2.J.1.1.2.2, « Conformément à l'article L321-13 du Code de l'énergie, […], Puissances Installées de l'ensemble de ces Installations de Production est supérieure ou EDP non constitutive d'une EDA», le mettre en chapeau des deux paragraphes juste après 2.J.1.1.2 Offres d'Ajustement Spécifiques	RTE remercie EDF pour ce retour et propose de conserver la proposition initiale. La participation peut bien se faire en implicite ou explicite selon les possiblités déjà offertes par les chapitre MA.
EDF	§2.J.1.1.2.2 et §2.J.1.1.2.3 (MA1)	Adapter les modalités pour lesquelles toute ou partie de la puissance non utilisée techniquement disponible d'une EDA ne peut être mise à disposition de RTE à la nouvelle obligation d'offre à la baisse	Ajout du texte **en gras** « Cas limitativement énumérés dans lesquels les offres d'ajustement ne portent pas sur la totalité de la puissance […] - Augmentation **ou baisse** de puissance entraînant un déversement hydraulique »	RTE remercie l'UFE pour ce retour et a intégré cette modification dans le chapitre MA.

EDF	§2.J.1.1.2.2 et §2.J.1.1.2.3 (MA1)	Adapter à la gestion actuelle et future de l'équilibrage les modalités pour lesquelles toute ou partie de la puissance non utilisée techniquement disponible d'une EDA ne peut être mise à disposition. Notamment, les installations dont les DMO sont inadaptés à la gestion de l'équilibrage dans la fenêtre opérationnelle de RTE pourraient être exemptées à titre dérogatoire de l'obligation de participer au MA.	Ajout du texte en **gras** « **De plus, les installations dont la participation au MA génèrerait des offres avec des Délais de Mobilisation supérieurs au Délais de Neutralisation peuvent faire l'objet de dérogation de l'obligation d'offrir toute leur puissance disponible sur le MA** »	RTE remercie EDF pour ce retour. L'article L321-13 du Code de l'énergie mentionne que l'ensemble de la puissance techniquement disponible doît être mise à disposition de RTE à travers le mécanisme d'ajustement, sans exemption possible. Les Délais de Mobilisation sont mentionnés dans les conditions d'utilisations des offres et seront pris en compte par RTE dans la stratégie d'équilibrage.
EDF	MA2	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour ce retour.
EDF	MA4	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour ce retour.
EDF	MA5	Afin que l'AA puisse vérifier les factures d'écarts d'ajustement qui lui sont adressées et emmètre des contestations si nécessaire, RTE doit mettre à disposition des AA les volumes d'écarts de programmation en complément des écarts d'ajustements pour chaque EDA.		RTE remercie EDF pour ce retour. La communication des écarts de programmation aux acteurs d'ajustement a été ajoutée à l'article 2.M.9
EDF	§2.L.4 (MA5)	Il semble qu'il y ait une erreur entre CdC^{MA} dans la formule et le CdC^{PR} de la définition	Corriger la formule ou la définition	RTE remercie EDF pour sa remarque. L'erreur a été corrigée.

EDF	§2.L.4 (MA5)	CdC^{MA}_{Ref} est définit comme suit dans l'article 2.L.3: *« Lorsque les EDP constitutives de l'EDA sont constituées de Groupes de Production, la Courbe de Référence de l'EDA est égale à la somme, sur l'ensemble des EDP constitutives de l'EDA, des valeurs absolues de puissance active sur l'ensemble des Pas de Contrôle de la* ***Période de Contrôle****, du dernier Programme d'Appel Tracé par RTE de chaque EDP. »* or il semble que la notion de « **Période de Contrôle** » n'existe pas dans les DG, seule la notion de **Plage de contrôle** est définie comme suit *« **Ensemble des Pas de Temps sur lesquels RTE calcule les volumes d'énergie activés** sur le Mécanisme d'Ajustement et sur NEBCO conformément aux modalités de contrôle du réalisé applicables »* et les modalités décrites dans le chapitre 2 précisent : *« **La Plage de Contrôle d'une EDA** correspond à l'union des périodes suivantes :[…] pour les Offres d'Ajustement Spécifiques,* ***l'ensemble des Pas 5 Minutes complets pendant lesquels le Volume Attendu Théorique ou le Volume Attendu Effectif définis aux Articles 2.M.1 et 2.M.2 est non nul.*** *».* Or sur les En définitif CdC^{MA}_{Ref} n'est pas défini sur les plages de référence initiale/ finale le VAth et le Vaeff sont nuls, autrement dit CdC^{MA}_{Ref} n'existent pas sur les plages de référence initiale/ finale.	Ajouter une définition de la Période de Contrôle.	RTE remercie EDF pour cette remarque. Le fait de mentionner la plage de contrôle (et non la période de contrôle, qui n'est en effet pas définie dans les règles) dans la définition de la courbe de référence conduit à exclure les plage de référence initiale et finale. RTE propose de supprimer la mention à la plage de contrôle à l'article 2.L.3 pour résoudre le conflit.
EDF	§2.G.1.4 (MA6.2)	Dans le sous paragraphe *« RTE informe l'Acteur d'Ajustement de la perte de Qualification de son EDA via l'application RTE de gestion informatisée des périmètres et des supports, conformément aux modalités décrites dans les Règles SI »* , sous combien de jour la perte de qualification est-elle effective ?	Préciser l'exigence.	En cas de perte de qualification, RTE s'engage à prévenir l'acteur d'ajustement au moins 2 jours ouvrés avant la date de perte de qualification. Le CRC dédié à l'acteur d'ajustement assurera un accompagnement tout au long de ce processus. Cette modalité a été ajoutée à l'article 2.G.1.4

EDF	§2.G.1.2, §2.G.2 et §2.G.3 (MA6.3)	Le paragraphe 2.G.1.2. rappelle les critères de qualification d'une EDA, à savoir : être capable de programmer et de respecter les règles SI. L'appellation « suivi de qualification » utilisée par la suite pour désigner les modalités et critères de « conformité de l'offre » d'une EDA paraît donc inappropriée. En effet, un « suivi de qualification » se concentrerait sur le maintien des exigences de qualification (programmation et SI) par l'EDA. Toutefois, le « suivi » mentionné ultérieurement ne relève pas de cette catégorie, car il vise à vérifier que la puissance fournie par l'EDA ne diffère pas de manière significative du gabarit MARI. Il s'agit donc davantage d'un suivi de « conformité de l'offre » que d'un suivi de « qualification de l'EDA ».	Modifier le titre du §2.G.2 « Suivi de la Qualification d'une EDA » en « Suivi de la conformité des offres d'une EDA ». Adapter le titre du §2.G.2.3 pour qu'il soit en accord avec le §2.G.2.4, en remplaçant « Données utilisées pour le suivi de la Qualification » par « Données utilisées pour le suivi de conformité des offres ».	RTE remercie EDF pour cette remarque et accepte d'apporter les modifications proposées.
EDF	MA6.4	EDF accueille favorablement l'évolution de la position de RTE, qui passe d'une logique de qualification/déqualification des EDA à une approche centrée sur la pénalisation des activations défaillantes. Cependant, EDF souligne que des acteurs situés en dehors des frontières françaises (par exemple en Allemagne) peuvent répondre aux besoins exprimés par RTE sur la plateforme MARI avec des produits d'équilibrage qui ne respectent pas les mêmes critères de qualité d'activation que ceux des acteurs français, tout en étant rémunérés au même tarif. Cf. commentaire ci-dessus (MA6.3), EDF suggère de remplacer l'expression « critère de qualification d'une EDA » par « critère de conformité d'une offre ».		RTE rappelle que les critères de conformité des offres sont à la main des GRT et qu'ils reflètent des problématiques d'exploitation qui leur sont propres. Il n'existe à ce stade aucune méthode d'harmonisation des ces critères au niveau européen. En ce qui concerne les remarques de sémantique, RTE modifiera le rapport d'accompagnement en conséquence.
EDF	§2.G.3.2 (MA6.4)	Concernant le § 2.G.3.2, EDF considère que la tolérance d'un écart en énergie de ±10% maximum pour chaque intervalle de 5 minutes est encore trop restrictive.	Une tolérance élargie à ±20% maximum par pas de temps de 5 minutes pourrait encourager les acteurs à proposer des volumes sur la plateforme MARI, sans compromettre la sécurité du réseau de manière significative.	RTE estime que le maintien d'une tolérance de 10 % d'erreur par pas de 5 minutes pour les acteurs d'ajustement reste justifié, dans la mesure où le nouveau système de validation des activations standard introduit une tolérance supplémentaire sur le nombre de pas à valider et incite les acteurs à se conformer davantage au profil standard. Il convient de souligner que ce mécanisme de pénalisation ne constitue pas une barrière technique à la participation (et donc une entrave à la liquidité) : les acteurs peuvent continuer à proposer des actifs ne respectant pas parfaitement le profil de livraison théorique. En revanche, ce dispositif peut en effet affecter la compétitivité des offres associées, dans la mesure où ces contraintes peuvent être intégrées dans la valorisation des offres sur le marché.

EDF	§2.G.3.3 (MA6.4)	Pour le § 2.G.3.3, EDF est défavorable à l'établissement d'une définition préalable et non concertée des modalités d'application à partir de la date MA_{16}. Le préavis pour la date MA_{16} est jugé trop court, et il est recommandé de l'étendre jusqu'à 3 mois.	Modifier la phrase *« À partir de la date MA16, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les Pas de 5 Minutes de la plage de vérification sont valides »* par *« À partir de la date MA16, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les critères établis suite à une concertation des acteurs et validés par la CRE sont respectés ».*	Comme concerté lors du GT PROG-MA du 22/09, RTE propose de modifier la modalité concernée en introduisant un processus de validation par la CRE et en étendant le délai de prévenance à trois mois. La rédaction proposée est la suivante : "À l'initiative de RTE, la CRE pourra être notifiée par courrier de la proposition de renforcement des critères de conformité. Sous réserve de son approbation, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée ne sera considérée comme conforme que si l'ensemble des Pas 5 minutes de la plage de vérification sont valides. En cas d'approbation de la CRE, RTE notifiera aux acteurs d'ajustement la date d'entrée en vigueur de ces nouveaux critères, avec un préavis minimal de trois mois. En cas de refus de la CRE, les critères de conformité en vigueur demeurent applicables."
EDF	MA6.5	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour son retour.
EDF	§2.M.4.1.3 (MA6.6)	Le prix de règlement en cas d'offre mFRR activée de manière directe (Direct Activation) est à préciser (plage d'activation sur 2 pas 15' différents). Par ailleurs, quelles sont les évolutions de l'API BOB associées à cette évolution : -quelle sera la ressource relative aux activations MARI ? -sera-t-telle similaire à celle de TERRE? -subsistera-t-il les indicateurs d'ordre bloqué ?	Préciser l'exigence.	La définition du prix de règlement est donnée par l'article 6 de la "Methodology for pricing balancing energy". Elle n'est pas vouée à être inscrite dans les règles de marché. Concernant les évolutions de l'API BOB, un atelier technique (AT) sera planifié courant T4 2025 afin d'aborder ces différents points.

EDF	§2.K.3.5 (MA6.7)	EDF n'est pas favorable à cette évolution qui s'écarte notablement des dispositions actuelles de la plateforme TERRE et augmente le risque d'être en écart d'ajustement. Par ailleurs, cette évolution est incomplète : -Le cas « d’incapacité partielle à exécuter un ordre d’ajustement », n'est pas traité. -Le cas « d'impossibilité totale d’exécution est du à une activation de Flexibilité Local » n’est pas explicité dans le rapport d’accompagnement. De plus les volumes correspondant à l’activation de flexibilité locales sont la plupart du temps reçu très en aval de la facturation du MA. -Le cas d’occurrence d’un fortuit ou de changement de conditions environnemental (ex. déversement sur l’hydro) entre H-28’ et la réception de l’ordre n’est pas traité.	Conserver les conditions de traitement des impossibilités totales ou partielles d'exécuter un ordre d'ajustement actuellement en vigueur.	RTE remercie EDF pour ces remarques et souhaite apporter les réponses suivantes : - Lorsqu'un acteur est en incapacité partielle à executer un ordre d'ajustement, il est attendu que ce dernier accepte l'ordre envoyé par RTE et renvoi un programme de marche reflétant son incapacité partielle à effectuer l'ordre qui lui a été demandé. Il s'agit des mêmes dispositions que pour la plateforme TERRE. - Lorsqu'un acteur fait face à un cas de fortuit, il est attendu qu'il refuse l'ordre donné par RTE puisqu'il est en incapacité de le faire, les pénalités liées au refus des offres s'appliquent. Bien que l'acteur ne soit pas en capacité d'anticiper un fortuit, l'impossibilité d'activation très proche du temps réel (contrairement à TERRE) représente un impact opérationnel majeur pour RTE. Plus généralement, ce dispositif vise à responsabiliser les acteurs de marché en les incitant à actualiser leurs offres aussi précisément que possible, afin d'éviter les refus d'ordre perçus par RTE comme des aléas proche du temps réel. Le cas particulier de la simultanéité des activations MA et des services de flexibilités locales pour gérer des congestions réseau est traité dans le paragraphe MA8.4.1 du rapport d'accompagnement. Ce paragraphe décrit notamment le cas d'impossibilité d'exécution d'un ordre MA du fait d'une activation de Flexibilité Locale. Dans le processus cible du traitement des activations de Flexibilité Locale, le calcul des volumes est prévu à des échéances semblables à celles du MA (M+1). De plus, le détail du volume n'est pas nécessaire car c'est l'information de l'heure d'envoi de l'ordre d'activation de Flexibilité Locale qui est prise en compte pour déterminer si les écarts d'ajustements seront neutralisés ou non.
EDF	MA6.8	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour son retour.
EDF	MA6.9	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour son retour.

EDF	MA6.10	Actuellement, on observe des difficultés de calcul de pénalités pour les défaillances sur le MA. Cette évolution relative au traitement des pénalisations financières en cas de non-respect des critères de qualification d'une activation standard mFRR constitue donc une opportunité de fiabiliser le processus de traitement des écarts du MA. Pour EDF, il est important de : -de connaître la date de mise en œuvre de cette nouvelle pénalité dans le CRMA ; -de mener des tests de bout en bout avec l'ensemble des acteurs, incluant les étapes de back-office et de facturation.	Préciser et compléter l'exigence.	La mise en œuvre des pénalités prendra effet dès la connexion de RTE à la plateforme MARI, bien que leur impact sur la facturation ne soit visible qu'à partir du mois M+2 (M correspondant au mois de connexion). La date MA9 relative à la mise en œuvre du dispositif de suivi de la conformité des offres d'une EDA sera notifiée aux acteurs avec un délai de 1 mois. Le planning des tests de bout en bout à mener avec les acteurs sera détaillé au cours des prochains ateliers techniques et/ou groupe de travail PROG-MA.

EDF	MA7	EDF partage l’avis de RTE sur les limites du calcul théorique des points de fonctionnement par RTE. EDF soutient que les acteurs doivent déclarer eux-mêmes ces points, car ils sont mieux placés pour modéliser les contraintes de leurs sites et définir les domaines de puissance d’ajustement et de réserve. EDF reconnaît la complexité liée à la multiplicité des fichiers du MA, qui résulte en partie des interactions avec d’autres mécanismes (programmation, RE, capacité). Une refonte structurelle du MA nécessitera des efforts SI importants. EDF insiste sur la nécessité de stabiliser les principes de modélisation avant les développements, et d’anticiper les trajectoires SI (dates de bascule, tests), même en cas de changements réglementaires. EDF soutient l’objectif de RTE d’ouvrir le MA à tous les moyens disponibles à l’EOD. Toutefois, EDF alerte sur la complexité de la participation explicite, qui impliquerait la gestion de dizaines de milliers d’offres par jour. Les SI actuels ne sont pas dimensionnés pour cela. EDF souligne aussi les risques en cas d’indisponibilité du mode explicite, et les limites de modélisation entre offres. EDF questionne la nécessité pour RTE d’avoir une visibilité sur toutes les combinaisons d’offres jusqu’à 24h à l’avance, alors que les activations ne peuvent intervenir qu’à 45 minutes du temps réel. EDF propose que RTE utilise les marges à la hausse/baisse pour projeter les leviers d’ajustement au-delà de cette fenêtre, et que les offres explicites soient limitées à une période restreinte autour de la fenêtre opérationnelle. Cela réduirait la charge sur les SI. EDF regrette toutefois que certains sujets n’aient pas été abordés dans l’appel à contribution d’octobre 2024, en particulier : -La clarté sur la participation des EDA selon les différents modes décrits. -La question de la rémunération dans le MA refondu, absente de l’appel à contribution. -Le devenir des motifs d’activation (P=C, RSO, reconstitution des marges, SSYf) et des écarts d’ajustement/pénalités selon les modalités de participation, qui devront faire l’objet de concertation.		RTE remercie EDF pour ce retour et va travailler durant le prochain cycle de concertation à fournir une feuille de route détaillée aux acteurs, répondant notamment aux questions mentionnées. RTE prend note des craintes d'EDF concernant la complexité de la participation explicite au MA , et de la charge SI associée, et va instruire le sujet lors du prochain cycle de concertation.

EDF	MA8	EDF est favorable à l'évolution MA8.1 : une durée de consultation supérieur à 1 mois est souhaitable en cas de changement très structurant pour les acteurs. Dans l'hypothèse où l'évolution MA8.3 est portée par la modification apportée en § 2.M.4.2.3 et non en §2.M.4.3.2 comme mentionné en page 58 du rapport d'accompagnement, EDF n'identifie pas d'objection aux évolutions MA8.2 à MA8.5.	Corriger le numéro de l'article 2.M.4.3.2 par 2.M.4.2.3	RTE remercie EDF pour ce retour et a intégré la correction dans le rapport d'accompagnement à la saisine.
EDF OA	Règle MA-RE n° 2.L.6. Calcul du Volume Réalisé à la maille Site	Si la notion de site évoquée dans cet article est celle définie dans les règles générales, certains cas particuliers ne sont pas couverts : par exemple, dans le cas où il existe plusieurs contrats d'OA en aval d'un point de raccordement ; pour gérer ce type de cas, il est nécessaire de créer une notion plus fine que les Sites. L'absence de cadre précis pour traiter ces cas entrainera des difficultés opérationnelles dans l'élaboration par les gestionnaires de réseau des courbes corrigées du MA en vue de les adresser à EDF OA ou l'agence ORE pour facturation des contrats d'OA ou de CR. EDF OA est disponible pour en dicuter avec RTE et les GR (notamment le 12/09 concernant le CR).	. Préciser les règles pour les installations avec plusieurs contrats d'OA/CR derrière un même point de raccordement	RTE remercie EDF OA pour ce retour, la notion de site est définie dans les dispositions générales et permet de faire la distinction entre plusieurs sites situés derrière un même point de raccordement disposant d'un contrat d'accès au réseau et/ou d'un contrat de service de décompte différents.
EDF OA	Règle MA-RE n° 2.L.6. Calcul du Volume Réalisé à la maille Site	Il conviendrait de préciser dans les règles les délais et les modalités d'envoi de ces volumes réalisés à la maille Site aux gestionnaires de réseau et à EDF OA, pour des besoins de responsable d'équilibre. (article 2.L.6.1.4 à ajouter ?) en particulier dès que la participation au MA des installations sous OA est autorisée.	. Préciser les délais et modalités d'envoi des volumes réalisés à la maille site aux GRs et à EDF OA, en particulier nous souhaitons avoir un engagement de RTE sur le calendrier de mise à disposition des volumes d'ajustement par site.	RTE remercie EDF OA pour ce retour. Néanmoins RTE considère qu'il n'est pas nécessaire d'ajouter ce type d'information car ils sont déjà définis dans l'arrêté de l'article 175 de la Loi de Finances 2025.
EDF OA	Règle MA-RE n° 2.L.6. Calcul du Volume Réalisé à la maille Site	Un arrêté à venir déclinant la LF25 précisera que des courbes corrigées du MA seront envoyées à EDFOA et à l'agence ORE en vue de la facturation. Il conviendrait que les règles citent cet arrêté.	. Renvoyer vers l'arrêté concernant la publication par les GR des courbes corrigées à destination d'EDF OA, ORE et producteurs	RTE remercie EDF OA pour ce retour mais ne fera pas référence à l'arrêté de l'article 175 de la loide Finance 2025 dans les règles car il ne concerne qu'un sous groupe de sites d'injection d'une part et que les modalités d'échange de données entre RTE et EDF OA y sont déjà définies d'autre part.
EDF OA	Règle MA-RE n° 2.K.3.1.1. OEI	Les données d'OEI sont actuellement fournies à la maille RE dans l'API Speed Balancing. Nous avons besoin de connaitre le détail par site concerné (qu'il soit présent ou non sur le MA).		RTE remercie EDF OA pour ce retour et propose de traiter ce sujet en bilatéral.
EDF OA	Règle MA-RE : Annexe 2.A4		Inclure l'autorisation donnée par l'Acteur d'Ajustement à RTE pour la transmission du volume réalisé suite à OEI à la maille site au RE de ce site.	L'annexe 2.A.4 concerne l'autorisation de transmission de données entre l'Acteur d'Ajustement et le RE mais pas entre le producteur et le RE donc il n'esdt pas possible d'ajouter les ovlumes d'Ordre à Exécution Immédiate.

EDF OA	Règle MA-RE / Chapitre 2 : Date MA10 (plusieurs articles concernés)	Suggestion d'une précision/clarification	Les articles évoquant la date MA10 décrive les dispositions "avant MA10" et "après MA10". Pour éviter toute ambiguité, si notre compréhension est correcte, il serait souhaitable de remplacer "après MA10" par "à partir de MA10".	RTE utilise régulièrement cette formulation dans le cadre de l'utilisation des dates pivots. Néanmoins, afin de faciliter la lecture, la modification a été prise en compte.
EDF OA	Règles MA-RE : 2.B.2 et/ou 2.J.1.1.2.1	Un arrêté déclinant la LF25 précisera les conditions de participation au MA des installations en OA, en particulier des possibilités d'offrir à la hausse et à la baisse en fonction des demandes d'arrêt ou de limitation émises par l'acheteur obligé. Il conviendrait de compléter le texte en renvoyant vers l'arrêté.	Renvoyer vers l'arrêté à venir.	RTE remercie EDF OA pour ce retour mais ne juge pas nécessaire de faire référence à cet arrêté dans le chapitre MA. En effet il est de la responsbilité du RP/AA de mettre à jour son programme d'appel et ses CUO avant la fermeture des guichets de redéclaration en cas de limitation demandée par EDF OA.
EDF OA	Règle MA-RE : 2.K.4.3.5. Utilisation de moyens non offerts	"Cas 2 : une Offre d'Ajustement a été soumise pour cette EDA et RTE souhaite pouvoir utiliser l'offre en dehors des Conditions d'Utilisation associées à cette offre. Dans ce cas la valorisation est établie au prix d'offre avec application des modalités définies aux Articles 2.M.4.3.2 et 2.M.4.3.3" Les articles cités ont pour objet : 2.M.4.3.2. Offres activées au-delà de l'Energie Maximale 2.M.4.3.3. Offres activées au-delà de l'Energie Minimale Ces renvois sont-ils corrects ?		RTE remercie EDF OA pour cette remarque et a pris en compte la modification des renvois.
EDF OA	Règle MA-RE : 2.L.2.2.3. Dispositions particulières pour les EDA dont les Sites fournissent des Flexibilités Locales	Le terme "Flexibilités Réseau RPD" a été remplacé par "Flexibilités Locales", et le contenu de l'article est complété. Suite à la modification proposée, quelles sont les règles encadrant la concomitance entre flexibilités réseau (RPT et RPD) et MA à l'avenir ?		Parmi les « flexibilités réseau » sur le RPT et le RPD, il convient de distinguer : - Les « flexibilités locales », c'est-à-dire les services de flexibilités contractualisés par le GRD via un appel au marché dans le cadre de l'article L.322-9 du code de l'énergie. Les dispositions de l'article 2.L.2.2.3 relatives à la valorisation concomitante sur plusieurs mécanismes par un acteur de marché concernent bien les « flexibilités locales » - Les limitations de production demandées directement aux producteurs, dans le cadre de leur CART ou CARD. Les règles de marché v2 vont être complétées des règles de priorisation entre activation MA et limitations de production. L'impact sur l'indemnisation de ces limitations en cas de concomitance avec la MA fera l'objet d'une concertation avec les producteurs dans le cadre de la DTR.

EDF OA	Règle MA-RE : 2.M.4.2.3.2. Cas particulier d'un Ordre à Exécution Immédiate / GDP offert sur le Mécanisme d'Ajustement	Ajout page 100 "pour les EDA constituées de GDP répondant à la qualification d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables de type éolienne ou photovoltaïque" La LF25 ne précise pas explicitement si les courbes corrigées dues par les gestionnaires de réseau intègrent les OEI ou non. Suite à ses échanges avec RTE, EDF OA comprend que la lecture de RTE est que les courbes corrigées dues par RTE au titre de la LF25 n'intègrent pas les OEI. En conséquence, pour ne pas pénaliser les producteurs EnR de type éolien ou PV réalisant des offres sur le MA, il serait logique qu'un tel moyen de production soit rémunéré pour les OEI qu'il exécute au prix qui serait advenu si le moyen n'avait pas été offert sur le MA.	Renvoyer aux conditions de rémunération définies au 2.M.4.2.3.1.	RTE remercie EDF OA pour ce retour et confirme que les OEI ne font pas partie des volumes corrigés dans le cadre de l'article 175 de la Loi de Finances 2025. RTE conserve sa proposition car le principe de rémunération des OEI doit être identique quel que soit le GDP qui participe au MA. De plus si le GDP est disponible sur le MA RTE ne l'activera pas par OEI donc il n'y aura pas de préjudice.
EDF OA	Question d'ordre général sur la variabilité ENR	Si une installation EnR est sollicitée à la baisse sur le MA sur la base de son programme d'appel (PA), et qu'au début de la mise en œuvre de l'offre d'ajustement la production réelle est inférieure à la production prévisionnelle indiquée dans le PA, l'ajustement réalisé (et in fine les courbes corrigées du MA) tiendra-t-il compte de cette situation ?		La rémunération de l'ajustement est effectué sur le volume commercial correspondant à la différence entre le PA et le PM décrivant l'ajustement demandé (exemple ici : passage à zéro de l'EDA donc PM = 0). Actuellement, le CRMA contrôle uniquement que le réalisé est bien à zéro durant l'ajustement --> l'écart en la production réelle et la production prévisionnelle n'est pas pris en compte. A l'échéance de la modalité décrite dans l'article 2.L.4, relatif aux écarts de programmation, cet écart entre la production réelle et prévisionnelle sera pris en compte dans le calcul du volume réalisé.
EDF OA	Règle MA-RE : 2.L.6.1.1 / Balise RE8 du rapport d'accompagnement	Bien que des audits et des sanctions soient mentionnées dans les règles, il n'est pas fait mention de l'évenement déclencheur ou des éléments pouvant amener RTE à juger des clés de répartition comme non-pertinentes. Quels sont-ils, est il possible de les préciser ? En effet, EDF OA considère que l'utilisation de clés de répartition a posteriori de l'évenement entraine un risque de d'arbitrage (ex. une EDA consituée de 3 installations en contrat d'OA avec des tarifs de rachats en OA très différents).	Préciser les critères amenant RTE à consiérer des clés de répartition comme non pertinentes ou peu représentatives	RTE remercie EDF OA pour ce retour. Les critères déclenchant un audit seront définis en bilatéral avec la CRE. En cas d'arbitrage, RTE pourra ne pas comptabiliser le volume transmis à EDF OA pour le calcul de la production rémunérée au tarif du contrat.

ELE	2.L.6. Calcul du Volume Réalisé à la maille Site / Délai d'envoi des données	Les ELD accueillent favorablement cette disposition. D'une part, l'envoi par RTE des volumes réalisés à la maille site pour les installations sous complément de rémunération au GRD leur permet de remplir au mieux leur rôle dans le retraitement des courbes de charges à envoyer pour la rémunération de ces installations à l'acteur en charge de la liquidation du complément de rémunération, dans les délais impartis. A cet effet, nous souhaitons insister sur l'importance que ces données soient transmises par RTE aux GRD dans des délais compatibles avec les échéances réglementaires et opérationnelles définies entre les acteurs. Tel qu'inscrit dans le document d'accompagnement à la consultation publique, un « calendrier de déploiement de ce service » sera proposé par RTE. Nous sommes vigilants à la bonne prise en compte des échéances discutées avec les GRD et restons à disposition pour continuer ces échanges. D'autre part, et de la même manière, l'envoi des volumes réalisés par les installations sous obligations d'achat, est accueilli très favorablement par les ELD en leur qualité d'acheteurs obligés.		RTE remercie ELE pour ce retour et respectera les délais décrits dans l'arrêté de la Loi de Finances 2025.
Energy Pool	Evolutions liées aux refus d'ordres standard	Nous accueillons favorablement cette évolution, il n'est cependant pas clair si elle concerne aussi le refus d'ordre standard qui ne respecte pas les conditions d'offre.	Modifier le paragraphe de cette façon : "Comme précisé à l'article 2.K.3.5 des règles de marché, RTE propose la mise en place d'un processus de valorisation des écarts d'ajustement en cas d'impossibilité totale d'exécution d'un ordre d'ajustement qui respecte l'article 2.K.3.2 des règles de marché."	Dans la mesure où les CUO d'une offre standard sont prédéfinies, un non-respect de ces conditions par RTE correspondrait à une mise à disposition de l'ordre standard en dehors des délais prévus à l'article 2.K.3.1 des règles de marché. En effet, RTE est tenu de mettre à disposition les ordres standards au plus tard 7,5 minutes avant le début du quart d'heure de livraison. RTE accepte donc la proposition de modification, à la nuance près que l'ordre d'ajustement doit respecter l'article 2.K.3.1 (et non pas à l'article 2.K.3.2 qui fait référence aux CUO des offres spécifiques). Dans ces conditions, les acteurs d'ajustement auront la possibilité de refuser un ordre transmis hors délai et de contester les pénalités appliquées à tort.RTE propose d'ajouter l'article 2.J.2.2 des règles de marché pour détailler les conditions qui amènent à un blocage d'ordre. Les pénalités liées au refus d'ordre standard sont décrites dans l'article 2.M.8.4.

Energy Pool	Evolution du cadre des petites offres d'ajustement	La réduction des DMO et Domin exclura du cadre des petites offres d'ajustement des sites qui ne peuvent répondre au DMO et DOmin proposées. Or, ces petites EDA répondant à un DMO de 30 minutes sont actuellement très fréquemment activées, à des prix plus bas que les autres EDA. Comme les actifs sont < 10 MW, et compte tenu des contraintes pesant sur la constitution d'EDA multisites, ces sites ne pourraient pas passer sur des EDA "classiques", activables par RTE. Si nous comprenons les contraintes liées à la modification de la fenêtre opérationnelle de RTE, celle-ci ne sera pas réduite avant janvier 2029.	Jusqu'à janvier 2029, conserver les conditions d'utilisation des petites offres d'ajustement actuellement dans les règles. En parallèle, faire évoluer les conditions de constitution des EDA afin de permettre les EDA multisites, notamment en rendant possible la constitution d'EDA multi RE.	RTE remercie Energy Pool pour ce retour. RTE propose de décaler l'entrée en vigueur des nouvelles CUO àfin 2026 mais pas au-delà car cela ne sera opérationnellement pas tenable du fait de l'accélération des guichets et de la multiplication des EDA. Par ailleurs, il est prévu d'implémenter la possibilité de constituer des EDA multi EDP en 2027 et la constitution d'EDA multi RE pourrait être abordée lors du prochain cycle de concertation.
Energy Pool	Critères de qualification d'une EDA en standard (6.4)	Les critères de conformité définis par RTE dans le cadre des activations standards de mFRR ne sont pas compatibles avec la participation d'actifs flexibles (capacités effaçables, groupes électrogènes), ce qui nécessiterait de très gros développements informatiques pour participer à un marché où il y a peu d'opportunités.	Supprimer ces critères de conformité pour les actifs flexibles.	RTE prend note de la remarque formulée par Energy Pool. Toutefois, une telle mesure n'est pas envisageable dans la mesure où elle introduirait une différence de traitement entre les filières. Il convient de souligner que ce mécanisme de pénalisation ne constitue pas une barrière technique à la participation (et donc une entrave à la liquidité) : les acteurs peuvent continuer à proposer des actifs ne respectant pas parfaitement le profil de livraison théorique. En revanche, ce dispositif peut en effet affecter la compétitivité des offres associées, dans la mesure où ces contraintes peuvent être intégrées dans la valorisation des offres sur le marché.
Energy Traders Europe	Introduction of participation obligation threshold to adjustment mechanism for producing installations connected to electricity public transport network and public distribution network	We welcome incentivising wider participation in balancing mechanisms.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour.

Energy Traders Europe	Modifications of participation conditions of Adjustment Entity (EDA) directly or indirectly connected to the electricity transport network	We support helping participation by addressing market access barriers.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour.
Energy Traders Europe	Evolution of framework for small adjustment offers	We request a clarification on the criteria in the rules defining a "small" offer. Concerning the derogation for the 30-minute switch to the intraday cross-zonal gate closure time, we reiterate our encouragement for an implementation as soon as possible. We invite RTE to publish a detailed implementation plan aiming for a go-live even before the final deadline granted by the CRE exemption of 23 July 2025. We will request that CRE closely monitor progress to avoid any additional delay beyond the exemption initially granted.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour. Une offre est considére comme petite lorsque son volume offert sur un pas de temps donné (5, 15 ou 30min en fonction de la granularité des CUO) est inférieur à 10MW. En ce qui concerne la réduction du délai de neutralisation, RTE s'organise pour respecter le délai accordé par la dérogation de la CRE, à savoir janvier 2029.
Energy Traders Europe	Introduction of calculation and publication of adjustment volumes done on Plant resolution for stationary storage and injection sites in transmission and distribution networks	More granular resolution can be useful if it brings additional transparency and helps with market functioning.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour.
Energy Traders Europe	Evolutions related to MARI	We support the integration of changes related to the MARI accession within the national rules. We underline the importance of coherent national rules for the accession to the EU balancing platforms for smooth platform functioning. Furthermore, we emphasise the importance of proactively transitioning BSP actively participating in TERRE to MARI, to ensure a seamless process for the system.		RTE remercie Energy Traders Europe pour son retour.

Energy Traders Europe	Introduction of neutralisation of programming gap in the calculation of volume realised for EDA injection	It is good to see proactive actions tackling potential issues ahead by avoiding the ex-post correction of the balancing perimeter.		RTE thanks Energy Traders Europe for his feedback.
Engie	2.D.2.	Suspension : « L'Accord de Participation en qualité d'Acteur d'Ajustement peut être suspendu par RTE lorsque l'Acteur d'Ajustement manque à ses obligations de transmission de Clés de Répartition en énergie ou transmet de manière répétée à RTE des Clés de Répartition en énergie erronées. » Les cas évoqués jusqu'à présent concernaient la mise en danger du SI de RTE ou des impayés significatifs. La non-transmission des clefs de répartition n'est pas du même niveau et ne doit pas figurer ici. A nouveau (cf. notre position sur la modulation de consommation NEBCO), la suspension d'un Accord de Participation est lourde de conséquences et doit se réserver à des situations extrêmes. Brandir cette menace pour tout type de disfonctionnement n'est pas souhaitable. Les règles prévoient en outre qu'en l'absence de clefs, une clef par défaut est appliquée (1/n), l'AA peut de ce fait ne rien transmettre. De ce fait, le fait de ne rien envoyer déclenche juste un clef par défaut.		RTE remercie ENGIE pour ce retour. Pour éviter d'avoir à recours à la suspension RTE a ajouté une sanction intermédiaire permettant de ne pas rémunérer le producteur au tarif de son contrat tel que prévu par l'article 175 de la Loi de FInances 2025 en cas de clés de mauvaise qualité. Néanmoins, si l'audit montre que ce n'est pas un cas isolé et qu'il y a délibéremment une volonté d'arbitrer entre les sites d'une même EDA possédant des tarifs différents alors RTE souhaite conserver la possibilité d'appliquer une sanction plus forte car cela peut avoir un impact significatif sur les finances de l'état.
Engie	2.J.1.1.2.1	Offres d'Ajustement Spécifiques implicites : *Conformément à l'article L321-13 du Code de l'énergie, l'Acteur d'Ajustement en sa qualité de Responsable de Programmation met à la disposition de RTE sur le Mécanisme d'Ajustement à la hausse et à la baisse la totalité de la puissance techniquement disponible raccordée au RPT ou au RPD pour toute Installation de Production rattachée à une EDA/EDP de son Périmètre et dont la Puissance Installée est supérieure ou égale à 10 MW.* Cette formulation donne l'impression que l'obligation porte sur l'AA. Elle porte bien sur le Producteur qui doit se rapprocher d'un AA pour offrir sa flexibilité au MA.		RTE remercie Engie pour ce retour. En effet, il est entendu que la mise à disposition du disponible concerne les sites que l'acteur d'ajustement à dans son portefeuille. La rédaction n'a pas été modifiée.

Engie	MA1	Seuil d'obligation de participation au MA : ENGIE juge le seuil de 10 MW trop bas (tout au moins en première étape). Il y a encore quelques mois, aucun parc ENR n'offrait sa flexibilité au MA. Un seuil fixé entre 15MW ou 20MW aurait déjà grandement aidé le système tout en maitrisant la volumétrie associée.		RTE remercie ENGIE pour ce retour. RTE confirme la position portée dans le rapport d'accompagenement, à savoir qu'un seuil de 10 MW est nécessaire pour permettre à RTE de faire face aux déséquilibres observés en exploitation.
Engie	MA1	Seuil d'obligation de participation au MA : Un cas nous préoccupe : le cas des parcs obsolètes, incapables de participer au MA, en fin de vie ou avec repowering envisagé à terme -> la mise à niveau dans les prochaines années n'a pas de pertinence économique. ces cas devraient donner droit à demande d'exclusion de mise à disposition au MA.		L'article L321-13 du Code de l'énergie ne précise aucune exemption possible. Il ne sera donc pas fait de mention d'exclusion dans le chapitre MA. Comme évoqué lors de la concertation, un formulaire pour justifier une non participation au 1er janvier 2026 sera mis à disposition par RTE pour permettre à la CRE de prendre connaissance des contraintes des producteurs.
Engie	MA1	Seuil d'obligation de participation au MA : Si ce seuil est maintenu, il implique la participation au MA de plus de 8000 sites (cf. chiffres RTE). Cela représente une volumétrie colossale à traiter de manière centralisée par RTE (programmes d'appels renominés à divers guichets IJ, offre MA, CUO, clefs..). Est-ce bien anticipé ?		RTE remercie Engie pour ce retour et maintient le seuil à 10 MW. Comme évoqué en GT, la montée en puissance de dépôt des offres EnR va s'étaler progressivement sur 2026 et RTE se tient prêt à absorber la volumétrie.
Engie	MA1	Seuil d'obligation de participation au MA : Nous craignons que cette forte volumétrie conduise à moins activer les petites offres (il y a bien des règles de sélection technico-économique, mais elles ne sont pas toujours limpides pour les acteurs). En cas d'incompréhension, nous souhaiterions que RTE apporte toute la transparence nécessaire sur la sélection des offres.		RTE remercie Engie pour ce retour et s'engage à être transparent sur la sélection des offres. Afin de faciliter ce travail et compte tenu de l'accélération des guichets et la multiplication des EDA, RTE souhaite normaliser les CUO des peites offres afin d'automatiser l'interclassement et la sélection de ces dernières.
Engie	MA1	Obligation MA en cas de programmation SSY : Les sites de Production ENR RPD ont la possibilité d'offrir au MA en implicite ou en explicite. Si un parc ENR de P ≥ 10 MW choisit d'offrir au MA en explicite, et programme par ailleurs en RP/RS (capacité vendue en J-1 ou offre libre), quelle puissance est à offrir au MA ? Autrement dit, doit-on offrir au MA les MW engagés en RP/RS ?		RTE remercie Engie pour ce retour. L'offre explicite déposée sur le MA doit être diminuée des MW engagés en RP/RS.

Engie	MA3	<u>Petites offres d'ajustement</u> : A partir de mai 2025, la limite des trois EDA autorisées à formuler des petites offres dites « normalisées » est levée. Ces petites offres ont néanmoins des CUO contraintes : - DMO ≤ 13 min (en vue de la réduction de la fenêtre opérationnelle dès GCT 30'). - DOmin ≤ 15 min (en vue du cadencement à 15' : cf. 96G et produits de marché 15'). Pourriez-vous préciser dans les règles sous quel(s) critère(s) une offre est considérée comme « petite » ? Plusieurs scénario avaient été évoqués en GT : -Il existe au moins une valeur de Pmax dans CTPROD1 ou CT_CE < 10 MW ? -La moyenne des Pmax des CTPROD1 ou CT_CE parmi les valeurs non nulles < 10 MW ? Concernant les CUO contraintes pour les petites offres, cela peut représenter une contrainte supplémentaire, surtout s'il n'est pas possible de demander un nombre maximum d'activations par jour. Est-ce bien possible dans les offres MA ?		RTE remercie ENGIE pour ce retour et propose d'appliquer les contrôles sur le durcissement des CUO qu'à compter de fin 2026. Le contrôle sera effectué sur la puissance maximale offerte à chaque pas de temps: - pour les offres explicites: cela dépend de la granularité du fichier CT_CE - pour les offres implicites: cela dépend de la granularité du fichier PA et des fichiers CT_PROD 1&2 (minimum des 3)
Engie	MA3	<u>Petites offres d'ajustement</u> : Concernant les CUO contraintes pour les petites offres, cela peut représenter une contrainte supplémentaire, surtout s'il n'est pas possible de demander un nombre maximum d'activations par jour. Est-ce bien possible ce paramètre dans les offres MA ?		RTE remercie ENGIE pour ce retour et confirme qu'il est possible de renseigner un nombre maximum d'activations par jour.
Engie	MA4	<u>Calcul du volume réalisé à la maille site pour les sites de stockage et de production</u> : RTE suggère un agrégat pour les petits parcs, avec envoi de clés par pas de 5 min : attention à la complexité et à la volumétrie induite.		RTE remercie ENGIE pour ce retour et partage la complexité induite par cet évolution. Néanmoins ces clés sont nécessaires pour l'application de l'article 175 de la Loi de Finance 2025.

Engie	2.L.4	Neutralisation des écarts de Programmation dans le calcul du Volume réalisé : Pour un ordre d'ajustement « absolu » (ex : Passer à, usuellement utilisé pour les ordres d'activation d'offres implicites type PCoMin, PCoMax), la solution RTE induit des EA à tort pour l'AA. En effet, l'AA perçoit des EA alors qu'il a bien atteint la Puissance demandée dans l'ordre MA ; Dans l'exemple fourni dans le document Word, la programmation est en écart (courbe de charge > PA) mais le point de consigne demandé dans l'ordre MA (ex : PCOmax) est bien atteint. Pour autant, l'AA subit un EA (qu'il n'a pas avec les règles actuelles). Dès lors, il ne nous semble pas pertinent d'appliquer cette correction dans le calcul des écarts d'ajustement MA pour les ordres absolus. Le volume réalisé est par contre bien à corriger conformément à la solution proposée par RTE pour corriger le PE. Proposition ENGIE : • EP = CC – PA sur périodes de référence • VR = CC – PA – EP • EA = VA – VR - EP si ordre absolu (ou ordre implicite ?) • PE corrigé de VR EP : Ecart de Programmation, CC : Courbe de Charge, PA : Programme d'Appel, VR : Volume réalisé, EP : Ecart de Programmation, PE : Périmètre d'équilibre.		Dans le cas évoqué, le point de consigne demandé par RTE est déterminé en partant de l'hypothèse que les EDP de l'EDA suivent bien le programme d'appel transmis à RTE : la variation de puissance (point de consigne - programme d'appel) est alors censée résorber le déséquilibre. Si les EDP ne suivent pas leur PA, la variation de puissance effectuée ne sera pas celle demandée par RTE : RTE considère que le service d'équilibrage solicité n'est pas parfaitement rendu. RTE rappelle également que, dans le cas évoqué, le volume d'énergie rémunéré par RTE correspond bien à la variation PA -> point de consigne. RTE considère donc justifié de vérifier que la variation d'énergie correspond à celle demandé, et rémunérée, sur la base des informations transmises par l'acteur.
Engie	2.L.4	Plages de référence : RTE propose une période de référence de 15 minutes correspondant à l'actuel pas de règlement des écarts. Nous nous interrogeons sur la pertinence de cette durée pour des assets à production très variable comme les ENR. Est-ce que RTE a pu vérifier la pertinence de cette durée sur base de données réalisée pour la filière ? Une erreur de calcul d'écart de Programmation a de multiples répercussions (volume MA, correction PE, etc.)		Afin d'assurer un meilleur calcul de l'erreur de programmation, RTE propose d'étendre la durée de la période de référence aux deux pas de règlement des écarts précédant et suivant l'ajustement, pour une duréetotale de prise de référence d'une heure.

Engie	2.F.1. (MA6.2)	MARI : Périmètre *« Notion de Périmètre d'Ajustement : Chaque Acteur d'Ajustement dispose d'un unique Périmètre d'Ajustement. Le Périmètre d'Ajustement rattaché à un Acteur d'Ajustement est constitué d'une ou plusieurs Entités d'Ajustement. Pour pouvoir participer à la plateforme MARI, un Acteur d'Ajustement dispose également d'un unique Périmètre d'Ajustement Standard constitué d'une ou plusieurs Entités d'Ajustement.* » Un AA a donc 2 périmètres distincts à gérer. Est-ce que ce sujet a été concerté ? Comment ça marche ? Une EDA participant à MARI fera partie du Périmètre d'Ajustement Standard et non du Périmètre d'Ajustement alors même que cette EDA doit être offerte sur le MA ? Nous ne comprenons pas l'intérêt de cette mesure, tout au moins vu de l'utilisateur.		Il convient de préciser que le périmètre d'ajustement standard constitue un sous-ensemble du périmètre d'ajustement, ce qui est conforme à l'article 2.J.2.3 des règles de marché, lequel stipule qu'une offre déposée en standard doit également être déposée en spécifique. La création de ce nouveau périmètre d'ajustement standard vise à offrir à l'utilisateur une meilleure visibilité sur l'ensemble de ses EDA aptes à participer à MARI, notamment via une page dédiée de l'application RTE de gestion informatisée des périmètres et des supports. Par ailleurs, cette nouvelle notion permet également d'introduire, à l'article 2.G.1 relatif à la qualification d'une EDA, la possibilité de mentionner l'ajout ou le retrait d'une EDA au sein de ce périmètre.

Engie	2.G (6.2)	Qualification initiale : - 2.G. « Qualification d'une Entité d'Ajustement : l'Acteur d'Ajustement doit faire une demande de Qualification pour cette EDA conformément à l'Article 2.G.1.1. » : Faut-il comprendre que la demande de qualification revient simplement à ajouter une EDA dans GIPSE ? - §2.G.1 : il n'est pas aisé de comprendre quels sont les prérequis pour être qualifié. Le paragraphe n'est pas assez autoporteur, rendant la tâche ardue pour les nouveaux entrants : cf. ci-dessous. - 2.G.1.2.1. : « Exigences de Programmation : les Sites non constitutifs d'une EDP qui appartiennent à une EDA doivent respecter les exigences de Programmation » -> Nous ne comprenons pas la phrase. - 2.G.1.2.1. : « L'EDP (…) faisant l'objet d'un ajout dans un Périmètre d'Ajustement Standard doit respecter les exigences de Programmation liées à la soumission d'Offre d'Ajustement Standard de mFRR décrites dans le chapitre 1 des Règles » : ne peut-on pas préciser ? - 2.G.1.2.2. « Exigences SI cf. exigences techniques décrites dans les Règles SI. » : ne peut-on pas préciser ? - 2.G.1.3. « Délivrance de la Qualification de l'EDA Sous réserve du respect des exigences de qualification visées à l'Article 2.G.1.2, une EDA est considérée comme Qualifiée au plus tard 2 Jours Ouvrés après la demande de Qualification de l'EDA. » : On ne parle plus ici des exigences de programmation.		RTE remercie Engie pour cette remarque et souhaite apporter les réponses suivantes : - Une demande de qualification MARI pour une EDA revient bien à ajouter cette EDA dans le périmètre d'ajustement standard de l'acteur d'ajustement dans l'application RTE de gestion informatisée des périmètres et des supports - Des précisions seront intégrées aux règles de marché, en cohérence avec les éléments de réponse apportés ci-dessous. - Cette phrase va être supprimée - RTE propose de reformuler l'article 2.G.1.2.1. de la facon suivante : « L'EDP (…) faisant l'objet d'un ajout dans un Périmètre d'Ajustement Standard doit avoir une résolution des chroniques de puissance du Programme d'Appel de 5 minutes conformément aux exigences de Programmation décrites dans le chapitre 1 des Règles. » - Les exigences SI portent sur la capacité à participer à la plateforme MARI en tant qu'acteur d'ajustement mentionnée à l'article 2.E.1. RTE propose donc de reformuler l'article 2.G.1.2.2. de la facon suivante : « Une demande de Qualification d'une EDA pour un Produit Standard de mFRR amène RTE à vérifier que l'Acteur d'Ajustement est Qualifié pour participer à la Plateforme MARI conformément aux conditions prévues à l'article 2.E.1. » - L'article 2.G.1.2 engloble les articles 2.G.1.2.1 et 2.G.1.2.2, les exigences de programmation sont donc bien concernées.
Engie	2.G (6.2)	Qualification initiale : 2.G.1.4. « Perte de Qualification En cas d'écarts répétés des Ordres d'Ajustement sur une EDA et/ou si ceux-ci ne sont pas Notifiés à RTE ou sont Notifiés tardivement par l'Acteur d'Ajustement, RTE met en demeure l'Acteur d'Ajustement de remplir ses obligations dans un délai de 1 Mois. » : à traiter plutôt dans la partie relative au Suivi de Qualification non ? cf. §2.G.2 et 2.G.3. En l'état, qu'apporte cette phrase ?		Pour rappel, le suivi décrit aux articles 2.G.2 et 2.G.3 peut entraîner une pénalisation financière mais ne conduit jamais à une disqualification. A ce titre, le processus de perte de qualification décrit à l'article 2.G.1.4 est à distinguer du dispositif nominal de pénalisation. En effet, il permet à RTE d'exclure une EDA de la participation à MARI en dernier recours. C'est pourquoi l'article 2.G.1.4 a été délibérément dissocié des articles 2.G.2 et 2.G.3.

Engie	2.G.3.1. (6.4)	Plage de vérification La notion de « Plage de vérification » n'est définie que via le PA. Une EDA offerte sur MARI n'est pas obligatoirement constituée d'EDP (ex : site de soutirage d'une EDA soutirage). Que faut-il comprendre ? Qu'en l'absence d'EDP dans l'EDA, la plage de vérification est par défaut constituée des 5 pas 5 minutes ?		Comme concerté lors du GT PROG-MA du 22/09, RTE propose d'ajouter la modalité suivante concernant les EDA non constituée d'EDP : "La plage de vérification correspond aux 3 Pas 5 Minutes compris entre [H-5' ; H+10']." La mention de cette plage de vérification dans ce cas particulier a été ajoutée à l'article 2.G.3.1.2 des règles de marché.
Engie	2.G.3.1. (6.4)	Plage de vérification La cas d'un site de soutirage n'est pas suffisamment décrit : si pour eux, les 5 pas sont systématiquement contrôlés, et que 3 pas sur 5 doivent être OK, avec une tolérance de 10% basée sur un contrôle du réalisé type méthode des rectangles (avec une Pref initiale différente de Pref finale), nous craignons que cela ne fonctionne pas.		Comme concerté lors du GT PROG-MA du 22/09, une offre d'ajustement standard issue d'une EDA non constituée d'EDP est considérée comme conforme si au moins 2 pas 3 minutes sont valides. Il s'agit finalement des mêmes modalités que pour les EDA constituées d'EDP dont la plage de vérification comporte 3 pas 5 minutes. Ainsi aucune évolution n'est apportée à l'article 2.G.3.3 concernant les critères de conformité puisque les règles mises en consultation couvrent déjà ce cas.
Engie	2.G.3.1. (6.4)	Plage de vérification Les plages de vérification sont déterminées en fonction des variations de PA sur [H-5' ; H+5'] et [H+10' ; H+20'] -> Cela laisse supposer que le PA est constant sur chaque pas 15' : est-ce une contrainte de participation ? ou est-ce qu'une situation où le PA change de valeur toutes les 5' est bien pris en compte par cette règle ?		Les règles de détermination de la plage de vérification sont bien compatibles avec un PA variant toutes les 5 minutes. Il n'est donc pas obligatoire d'avoir un PA constant sur chaque pas 15 minutes. Un exemple illustratif a été ajouté dans le rapport d'accompagnement
Engie	2.G.3.2 (6.4)	Exigence en énergie : Si VAt hausse est faible, la tolérance en énergie est proche de 0. Ne faut-il prévoir un talon minimum en MWh ?		RTE privilégie l'utilisation d'une tolérance proportionnelle à la taille de l'offre, afin d'éviter de favoriser les petites offres par l'application d'un seuil minimal trop élevé.
Engie	2.G.3.2 (6.4)	Exigence en énergie : Ces exigences en énergie se font au pas 5 minutes. Le cas des sites BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA avait été évoqué en concertation car leurs courbes de charge sont au pas 15 minutes et non 5 minutes pour les autres sites. RTE proposait à l'époque de ne pas les contrôler, ce qui avait fait réagir ENGIE et EDF au nom de l'égalité de traitement et de la neutralité technologique. Sauf erreur, ce point n'est pas indiqué dans les règles.		Dans l'article 2.G.3.2, il est mentionné que les données de comptage utilisées pour les contrôles sont précisées à l'article 2.L.2. A ce titre, les sites BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA ne seront pas l'objet d'un traitement distinct et seront soumis aux mêmes contrôles que les sites HTA et BT de puissance supérieure à 36 kVA.

Engie	2.G.3.3 (6.4)	Critères de conformité : Les modalités présentent selon nous 2 défauts majeurs : 1)Elles sont complexes (ne serait-ce qu'à expliquer aux acteurs en GT) et soulèvent des inquiétudes sur leur bonne application en production (settlement, traitement des cas particuliers, compréhension, contestation des pénalités, …). 2)Elles nous conduisent à devoir créer des traitements spécifiques MARI dans notre outil de gestion des activations. En effet, pour livrer le produit MARI avec des actifs à démarrer (actifs a priori dédié à MARI, non arbitré avec l'aFRR) ayant des rampes de démarrage non pilotable et plus rapide que 10', nous allons devoir opter pour l'une des solutions ci-dessous. Ces cas 1) ne correspondent à aucun cas générique, vont à l'encontre de notre volonté de créer un système générique et 2) occasionnent des couts de mise en place et de vérification d'absence d'impact sur les autres processus non négligeable. **Nous préconisons de démarrer avec des modalités allégée (type TERRE), de réinterroger les modalités à la lumières 1) de la participation des acteurs, 2) du besoin satisfait pour RTE et 3) des impacts sur les DfD (après passages 96G et produits 15'), et de conserver les modalités ainsi décrites en dernier recours si nécessaire.**		RTE remercie Engie pour le partage de ces différentes remarques. Il convient de souligner que ces critères de conformité ainsi que le mécanisme de pénalisation découlant ne constitue pas une barrière technique à la participation (et donc une entrave à la liquidité) : les acteurs peuvent continuer à proposer des actifs ne respectant pas parfaitement le profil de livraison théorique. En revanche, ce dispositif peut en effet affecter la compétitivité des offres associées, dans la mesure où ces contraintes peuvent être intégrées dans la valorisation des offres sur le marché.
Engie	2.G.3.3 (6.4)	Critères de conformité : A partir de la date MA16, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les Pas 5 Minutes de la plage de vérification sont valides. N'est-il pas un peu tôt pour évoquer cette option ?		Comme concerté lors du GT PROG-MA du 22/09, RTE propose de modifier la modalité concernée en introduisant un processus de validation par la CRE et en étendant le délai de prévenance à trois mois. La rédaction proposée est la suivante : "À l'initiative de RTE, la CRE pourra être notifiée par courrier de la proposition de renforcement des critères de conformité. Sous réserve de son approbation, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée ne sera considérée comme conforme que si l'ensemble des Pas 5 minutes de la plage de vérification sont valides. En cas d'approbation de la CRE, RTE notifiera aux acteurs d'ajustement la date d'entrée en vigueur de ces nouveaux critères, avec un préavis minimal de trois mois. En cas de refus de la CRE, les critères de conformité en vigueur demeurent applicables."

Engie	2.J.2.1. (6.5)	Offre d'Ajustement Standard réputée réalisable : A voir si la formulation ci-dessous est la plus limpide : *« Une Offre d'Ajustement Standard de mFRR associée à une EDA et formulée sur la plage [H ; H+15'[est réputée réalisable au moment du Guichet de dépôt de l'Offre d'Ajustement Standard, sous réserve du respect des conditions suivantes :* *-L'Offre d'Ajustement Standard tient compte des Ordres d'Ajustement Spécifiques notifiés par RTE au plus tard 3 minutes avant le Guichet de dépôt sur cette EDA et sur la période [H-10' ; H+20']* *-Aucune sollicitation en tant que compensateur synchrone d'un Groupe de Production appartenant à cette EDA n'a été effectuée par RTE sur la période [H-10' ; H+20']"*		RTE propose de simplifier l'article 2.J.2.1 comme suit : "Une Offre d'Ajustement Standard de mFRR, associée à une EDA et déposée sur la plage [H ; H+15'[, est réputée réalisable au moment du Guichet de dépôt (H-25'), sous réserve du respect des conditions suivantes : • L'Offre d'Ajustement Standard tient compte des Ordres d'Ajustement Spécifiques notifiés par RTE sur cette EDA, dès lors qu'ils ont été mises à disposition avant H-28' (soit au plus tard 3 minutes avant le Guichet de dépôt à H-25') ; • Aucune sollicitation en tant que compensateur synchrone d'un Groupe de Production appartenant à cette EDA n'a été effectuée par RTE sur la période [H-10' ; H+20']."
Engie	2.J.2.1. (6.5)	Offre d'Ajustement Standard réputée réalisable : « Ordres d'Ajustement Spécifiques notifiés par RTE au plus tard… » : est-ce que cette notion de « notification » est claire ? Elle correspond à la mise à disposition du RO sur l'application TAO ?		La "notification par RTE" correspond effectivement à la mise à disposition par RTE de l'ordre d'ajustement au receveur d'ordre sur l'application SI dédiée à la transmission des ordres d'ajustement.
Engie	2.J.2.1. (6.5)	Offre d'Ajustement Standard réputée réalisable : D'un point de vue opérationnel, lors du bidding MARI à T-25', il faut donc : 1)Vérifier si une activation MA a été déposée avant T-28' sur [T-10' ; T+20'] 2)Si oui, vérifier si l'activation MARI peut être réalisée en parallèle. Si non, alors l'offre MARI doit être supprimée. Pour ENGIE, la principale difficulté porte sur les délais très courts pour ajuster les offres MARI (3 minutes pour faire les vérifications et ajuster si besoin le bidding MARI si une offre MA est activée à T-28' sur la période de vérification). Le système de bidding doit donc gérer cela automatiquement. Cela représente un cout additionnel à prévoir pour pouvoir participer à MARI. Pour rappel, ENGIE était favorable à des MW exclusifs pour motif Balancing. Cela aurait évité ces complexités dont on a déjà souffert sur TERRE.		RTE confirme la bonne compréhension d'Engie concernant la vérification de faisabilité des offres standards déposées. Ces offres déposées sur la plateforme MARI étant des offres explicites, RTE considère que l'acteur d'ajustement est responsable de la mise à jour de ses offres jusqu'à la fermeture du guichet MARI à H-25'. Par ailleurs, le processus standard s'appuyant sur des guichets toutes les 15 minutes, il parait difficilement envisageable de participer à la plateforme MARI sans recourir à un système d'automatisation pour le dépôt d'offres, une intervention manuelle étant effectivement peu adaptée dans ce contexte.

Engie	2.J.2.2. (6.6)	Ordre d'Ajustement bloqué : A voir si nous serons en mesure de vérifier/challenger RTE sur le fait qu'une offre MARI était au final non réalisable (RTE ne l'a pas bloqué l'ordre car la considère réalisable, mais nous contestons, compte tenu par exemple de l'heure de réception de l'ordre MA). Si RTE a raison, nous serons pénalisés au écarts d'ajustement sans rémunération, si ENGIE a raison, nous attendons une rémunération au prix marginal.		RTE confirme la bonne compréhension et les conclusions d'Engie.
Engie	2.K.3.5. (6.7)	*Exécution des Ordres d'Ajustement par l'Acteur d'Ajustement : « En ce qui concerne un Ordre d'Ajustement associé à une Offre d'Ajustement Standard de mFRR, toute impossibilité totale d'exécution donne lieu au déclenchement du processus de valorisation des Ecarts d'Ajustement conformément aux Articles 2.L et 2.M. Cette valorisation correspond toujours à un montant dû par l'Acteur d'Ajustement à RTE. »* Nous ne comprenons pas ce qu'amène cette phrase. C'est le processus normal de calcul des écarts qui s'applique et qui est décrit par ailleurs. Et dans ce cas, il s'agira vraisemblablement d'écarts négatifs, donc effectivement, dû par l'AA à RTE.		L'hypothèse des écarts négatifs évoquée dans la remarque n'est pas toujours vérifiée en particulier pour les offres refusées à la baisse, les écarts d'ajustement étant alors positifs. La valorisation des écarts dépendent également du signe du prix de règlement des écarts d'ajustement, certaines combinaisons peuvent théoriquement conduire à un flux de RTE vers l'acteur d'ajustement. Afin de lever toutes les ambiguïtés, RTE propose de parler de "pénalisation pour refus d'ordre" plutôt que de "valorisation des écarts d'ajustement". Cette pénalité sera décrite dans l'article 2.M.8.4 et sera donc par définition un flux financier de l'acteur d'ajustement vers RTE.
Engie	2.M.8 (6.10)	Pénalités MARI : En concertation (GT du 20/3/25), il avait été question d'un prix de pénalisation « unique » pour les pas 5 minutes comprenant N activations (T+10' à T+20' dans l'exemple ci-dessous). Or la formule de calcul proposée dans le § 2.M.8.2 donnerait plutôt un prix par pas 5' (460€ pour le premier, 579 pour le second). Est-ce souhaité ?		RTE remercie Engie pour cette remarque, la formule sera adaptée afin que le prix soit unique pour les 3 pas 5 minutes constituant un ISP conformément à ce qui avait été présenté en GT PROG-MA du 20/03/25.
Engie	2.M.8 (6.10)	Pénalités MARI : Baser la pénalité sur le prix d'offre (ou de clearing) conduit à un profil de risque bizarre, proche de 0 si le prix est proche de 0		Ce principe est appliqué également pour la défaillance, à la différence que les pénalités pour défaillance sont indexées sur le prix moyen pondéré.
Engie	2.M.8 (6.10)	MARI impose un DMO de 12,5min. Les fichiers actuels CUO ne permettent pas de renseigner des valeurs avec décimales.		Dans le cas d'une offre spécifique adossée à une offre standard de mFRR, RTE préconise de renseigner un DMO qui soit un nombre entier inférieur ou égal 13 minutes.

Engie	MARI	**MARI, en synthèse :** -Perspectives de gains non avérées -Risque fort sur les pénalités -Couts d'implémentation significatifs compte tenu des modalités retenues. De manière non exhaustif : oModule de Bidding automatisé pour prendre en compte les ordres MA 3' avant bidding oGestion particulière du profil de livraison pour que les rampes de démarrage passent les critères de conformité oModule en charge de l'envoi d'un PM suite à activation – automatique compte-tenu des délais. Construction PM complexe si ce PM doit refléter le profil réel prévu. oOutil de valorisation, avec plage de vérification fonction du dernier PA, et règles dépendantes de la taille de la plage. oOutil de contrôle des volumes MA par rapport à MARI oModification de la Gestion des ordres TAO avec acceptation tacite des ordres MARI (plus de possibilité de refuser en indiquant le motif) oComplexité de la mise en œuvre d'agrégat avec envoi de clefs (petits actifs) **=> Pour ENGIE, développement non traités en priorité.** **=> Sans surprise (cf. alertes ENGIE), pas de participation à court terme.**		RTE prend note de ce résumé et remercie Engie d'avoir effectué ce travail de synthèse.
Engie	MA 7	<u>Modernisation du MA</u> : ENGIE remercie RTE du travail effectué sur sua modernisation du MA et sur la visibilité donnée aux acteurs. Le programme envisagé est néanmoins très chargé et il est primordiale de co-construire un planning réaliste, compatible avec les autres plannings d'évolution, et enfin robuste.		RTE remercie ENGIE pour ce retour et prend en compte sa demande de clarification du planning des évolutions.
France Renouvelables	Neutralisation des écarts de programmation dans le calcul du volume réalisé 2.L.4.	Pour les filières renouvelables, l'écart de programmation calculée pour un pas de temps de 15 minutes n'est pas suffisant pour déterminer une référence. Nous préconisons a minima 2 heures, soit 8 pas de règlement des écarts.	« La plage de référence initiale correspond aux XX Pas de Règlement des Ecarts précédant l'Instant d'Activation retranché du Délai de Mobilisation de l'Offre d'Ajustement. La plage de référence finale correspond aux XX Pas de Règlement des Ecarts suivant l'Instant de Fin d'Ajustement de l'Offre d'Ajustement. »	RTE remercie France Renouvelable de son retour. La plage de référence a été étendue aux deux pas de règlement des écarts précédant et suivant l'ajustement, pour une durée totale de prise de référence d'une heure.

France Renouvelables	Petites offres d'ajustement 2.J.1.3.3.1.	France renouvelables partage l'objectif de tendre vers une normalisation des petites offres afin de simplifier leur activation en opération, tout comme la nécessité de réduire le DMO et le DOmin afin de les rendre compatible avec la réduction de la fenêtre opérationnelle. Néanmoins, ces conditions d'offres doivent être incitatives et non obligatoires. **Qu'advient-il si l'offre < 10 MW ne peut pas respecter ces critères ?**		RTE remercie France renouvelables pour ce retour et confirme qu'il s'agit d'une incitation et non d'une oblgation: si une EDA ne respecte pas ces crtières son offre sera ignorée mais l'EDA ne sera pas disqualifiée.
France Renouvelables	Accord de rattachement RE-AA 2.F.3.3.2.1.	**France renouvelables propose la suppression de l'accord de rattachement Responsable d'Equilibre (RE) – Acteur d'Ajustement (AA) pour la constitution d'une Entité d'Ajustement (EDA), dès le S1 2026** pour être en cohérence avec la date de mise en application de l'obligation de participation au MA des actifs > 10 MW. * En effet, dans le cadre de l'obligation de participer au MA, cet accord contraint, limite ou empêche le choix de l'AA par le producteur, s'il souhaite choisir un AA différent du RE, ou si le RE est en incapacité de le faire, alors que le RE ne donne pas son accord. * Dans ce cas, une notification systématique du RE pourrait être mise en place et un envoi systématique des volumes ajusté par site au RE. * Il n'y a priori aucun obstacle à mettre en œuvre cette notification au RE compte tenu des évolutions concernant le contrôle du réalisé et les écarts de programmation qui consiste en la prise en compte de l'écarts de programmation de l'AA dans le calcul du volume réalisé et donc dans la correction du Périmètre d'équilibre du RE, ce qui neutralise l'impact de l'AA sur le RE.	Suppression : « L'Acteur d'Ajustement transmet au Gestionnaire de Réseau concerné : * l'identifiant de l'EDA auquel il souhaite rattacher le Groupe de Production ou le Site d'Injection ; et * la référence du Groupe de Production ou du Site d'Injection, telle que précisée à l'Article 2.F.3.2 ; et * la Capacité d'Ajustement de chaque Groupe de Production ou Site d'Injection ; et * ~~l'accord du Responsable d'Equilibre au Périmètre duquel ce Groupe de Production ou ce Site est rattaché, conformément au modèle joint en Annexe 2.A4.~~ ; et […] »	L'annexe 2.A.4 porte aujourd'hui deux principes : - Le RE prend connaissance de l'existence de sites de son périmètre d'équilibre qui participent au MA et de ce fait, provoquent la correction de son PE - L'AA autorise RTE à publier au RE les volumes d'ajustement réalisés à la maille site et entité, tels que définis au chapitre 2.L Ces principes ne sont aujourd'hui pas portés ailleurs dans le corps des règles de marché de RTE. L'instruction de la suppression ou la modification de cette annexe nécessite de plus amples études et RTE propose donc d'inscrire le sujet pour la concertation de la v3. Un refus éventuel du RE à signer cette annexe n'est ni l'usage, ni souhaitable. L'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 enjoint notamment les acheteurs obligés des sites sous OA, qui sont également leur RE, à signer cette annexe.

France Renouvelables	Obligation DDADUE 2.J.1.1.2.1. Et 2.J.1.1.2.2.	L'application de la loi DDADUE oblige les acteurs à soumettre des offres sur le Mécanisme d'Ajustement (MA). Les acteurs se mobilisent pour répondre à cette exigence et pour tenir les délais. Le seuil de 10 MW proposé par RTE implique plus de 1 500 installations et l'ensemble des acteurs sur la chaîne de valeur : installateurs, opérateurs, exploitants, centres de conduite, développeurs SI, propriétaires de parcs, agrégateurs / acteurs d'ajustement ... Cette chaîne de valeur n'est pas dimensionnée pour permettre un passage sur le MA du volume restant en six mois. Afin de prendre en compte les contraintes opérationnelles dues à l'application de cette obligation sur l'ensemble des installations existantes, le producteur doit pouvoir justifier son calendrier d'implémentation, et de l'avancement de celui-ci, à la maille de son portefeuille d'actifs, et non pas installation par installation. RTE propose une mise en application de l'obligation au 1er janvier 2026 pour les installations sur RPD. France renouvelables précise que la date du 1er janvier 2027 serait plus réaliste pour prendre en compte l'ensemble des cas techniques, les spécificités des installations et des filières, et afin de traiter les volumes impliqués. A minima, pour les installations sous OA > 10 MW, France renouvelables préconise que la date d'application de l'obligation de participation au Mécanisme d'Ajustement soit similaire à la date d'application du II. de l'article 175 de la loi de finance 2025, à savoir l'arrêt des installations sur demande d'EDF OA en cas de prix SPOT Négatifs. Cette date n'est pas encore connue et doit être précisée par arrêté. En effet, afin d'éviter d'intervenir deux fois sur les installations et sur les SI/SCADA, les exploitants seront amenés à implanter de manière intégrée les arrêts prix négatifs et les ajustements MA. Pour autant, les modalités techniques d'arrêts (via SMART OA) ne sont pas encore connues avec exactitude. France renouvelables propose que les producteurs puissent justifier d'une non-participation immédiate dans les cas suivant : * Coût de mise en conformité excessif (Non-conformité des SCADA, Télécoms non fiables …), * Repowering envisagé à une date antérieure à 4 ans,	CART	RTE remercie France Renouvelable pour ce retour complet. Comme évoqué précédent dans le cadre des GT PROG-MA et GT ENR, l'entrée en vigueur de l'obligation de participation sera concomitant à l'entrée en vigueur des règles de marché v2. Un justificatif et un plan de résorption sera en effet demandé à la maille producteur pour les sites ne répondant pas à leur obligation début 2026. Le modèle de justificatif sera partagé à l'ensemble des destinatires du GT ENR et les modalités de transmission seront spécifiées en coordination avec la CRE et les GRD.

		* Blocages contractuelles (notamment dans le cas de PPA). RTE mentionne que : « Ce justificatif ainsi que le calendrier et le plan d'action associés pourront être transmis à la maille du producteur pour toutes les installations de production concernées sur son périmètre afin d'optimiser la résorption et de permettre une vue d'ensemble des contraintes à une maille plus adaptée. Ils seront transmis à la CRE conformément au Code de l'Energie. » Concernant les producteurs sur le RPD, et qui ne sont donc pas en lien direct avec RTE, à quel contact sont transmises ces informations ?		
NW	MA3	NW trouve logique de revoir à la baisse DMO et DOMin compte tenu des réductions de fenêtres opérationnelles attendues En revanche, NW est attaché à la parfaite équité des règles entre acteurs raccordés au réseau de transport et acteurs raccordés au réseau de distribution, et ne soutient donc pas l'idée qu'une exception à la réduction de ces délais soit accordée aux sites raccordés au réseau de transport		RTE remercie NW pour l'accueil favorable de cette évolution. Concernant la différence de traitement entre les actifs RPT et RPD, elle provient de l'impossibilité pour les sites RPT de formuler des offres explcites et de s'agréger. Cela pourra être requestionné lors de l'implémentation de la nouvelle formulation des offres prévue pour 2028.
SER	2.L.4. Etablissement de l'Ecart de Programmation pour les EDA de type injection	La nouvelle méthode de calcul de l'établissement des écarts de programmation actuellement décrite dans le texte prévoit une préviufication des écarts au pas de temps 15 minutes. Pour les installations EnR, ce délai de 15 minutes avant et après l'ajustement pourrait ne pas être suffisant pour refléter le réel écart de programmation, en particulier en prenant en compte l'incertitude des prévisions ENR sur 15 minutes et la notion de délais de rampe de lancement.		RTE remercie le SER de son retour. La plage de référence a été étendue aux deux pas de règlement des écarts précédant et suivant l'ajustement, pour une durée totale de prise de référence d'une heure.
SER	2.D.3 / 2.D.4	Contexte: Il est fait allusion plusieurs fois à la garantie à première demande	Laisser la garantie bancaire telle que dans la version originale	RTE a toujours exigé que le RE fournisse une garantie bancaire "à première demande" dans le cadre de la contractualisation d'un AP-RE. En effet, notre trame de Garantie Bancaire (figurant à l'annexe 0.A4 des Dispositions Générales des Règles de marché) fait explicitement référence à l'article 2321 du code civil. La mention expresse de cet article permet de clarifier l'exigence de fourniture d'une garantie autonome pour distinguer clairement celle-ci d'un cautionnement. Il n'y a donc pas d'évolution des exigences de RTE sur ce point.

SER	2.J.1.1.2.1. Offres d'Ajustement Spécifiques implicites 2.J.1.1.2.2. Offres d'Ajustement Spécifiques explicites Obligation de participation au dessus de 10 MW	Le rapport d'accompagnement mentionne une "tolérance transitoire" pour certaines installations pour des raisons d'impossibilté technique, organisationnelle ou contractuelle. Or, ces dispositions ne se retrouvent pas dans le texte du chapitre 2 soumis à consultation. Le SER estime que cette disposition doit être mentionnée dans les règles de marché, et non uniquement dans le rapport. De plus, le SER souligne que RTE ne parle que de tolérance transitoire, donc limitée dans le temps. Or, certains actifs ne pourront tout simplement jamais participer au mécanisme. C'est notamment le cas des actifs en fin de vie pour lesquels les investissements nécessaires à la participation au MA seraient disproportionnés au regard de la durée de vie restante de l'actif. Le SER propose donc d'introduire, en plus de la notion d'exemption transitoire, une notion d'exemption définitive pour des raisons d'impossibilité technico-économique.	Au 2.J.1.1.2.1 et 2.J.1.1.2.2. rajouter le paragraphe suivant : "Conformément à l'article L321-13 du code de l'énergie, les installations de production raccordées au RPD ne pouvant participer immédiatement au mécanisme d'ajustement justifient leur non participation immédiate du fait d'une impossibilité technique, organisationnelle ou contractuelle auprès de la Commission de Régulation de l'Energie. Les installations de production ne pouvant apriticper au MA	L'article L321-13 du Code de l'énergie ne précise aucune exemption possible. Il ne sera donc pas fait mention d'exclusion dans le chapitre MA. Comme évoqué lors de la concertation, un format de justificatif de non participation sera à transmettre à la CRE.
SER	2.J.1.1.2.1. Offres d'Ajustement Spécifiques implicites 2.J.1.1.2.2. Offres d'Ajustement Spécifiques explicites Obligation de participation au dessus de 10 MW	RTE précise que "Lorsque plusieurs Installations de Production sont raccordées en un point unique du RPD, chacune des Installations de Production est concernée par cette obligation dès lors que la somme des Puissances Installées de l'ensemble de ces installations de production est supérieure ou égale à 10 MW." Le seuil de 10 MW à partir duquel l'obligation s'applique considère la somme des puissances installées des installations de production en aval d'un point de raccordement au réseau public. Lors du GT de mai 2025, il a été précisé que la puissance installée doit être entendu comme la puissance maximale qu'une installation est susceptible de produire tenant compte du dimensionnement de tous les éléments constitutifs du parc ENR (par exemple pour un parc solaire en tenant compte de la puissance des modules PV mais aussi de la puissance de l'onduleur). Cette notion est celle communément retenu par Enedis sur le RPD. Il convient de préciser que l'on entend comme puissance installée la puissance maximale que l'installation ENR est susceptible de produire tenant compte du dimensionnement de tous les éléments la constituant.		La notion de puissance installée fait référence à l'article 3 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité : *« Pinstallée » désigne la puissance installée de l'installation de production d'électricité qui s'entend comme la somme des puissances actives unitaires maximales des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément disposant d'un même point de raccordement aux réseaux publics d'électricité. Par convention, la puissance Pinstallée est la puissance apparente pour les installations de production d'électricité raccordées dans le domaine de tension de référence BT défini à l'article 24 et la puissance active pour les installations de production d'électricité raccordées dans un autre domaine de tension de référence, y compris pour les sites définis aux articles D. 342-15-3 et D. 342-15-6 de la partie réglementaire du code de l'énergie.* Cette mention de l'arrêté a été ajoutée dans la définition de la Puissance Installée présentes dans les Dispositions Générales. La puissance installée s'entend donc comme la puissance maximale que l'ENR est capable de produire.

SER	2.F.3.3.2.1. Demande d’ajout d’un Groupe de Production ou d’un Site d’Injection à une EDA 2.A4. MODELE D’ACCORD DE RATTACHEMENT ENTRE UN RESPONSABLE D’ÉQUILIBRE ET L’ACTEUR D’AJUSTEMENT EN VUE DE LA PARTICIPATION AU MECANISME D’AJUSTEMENT D’UN OU PLUSIEURS GROUPE(S) DE PRODUCTION OU SITE(S) D’INJECTION OU SITE(S) DE STOCKAGE STATIONNAIRE	L'acteur d'ajustement doit obtenir un accord formel du RE dans le cadre de sa participation au mécanisme d'ajustement. Le Ser considère que cette étape pourrait s'avérer potentiellement bloquante pour la mise en place de certaines offres. Le Ser propose de supprimer cette disposition et de la remplacer par une notification systématique au RE de participation au MA		L'annexe 2.A.4 porte aujourd'hui deux principes : - Le RE prend connaissance de l’existence de sites de son périmètre d’équilibre qui participent au MA et de ce fait, provoquent la correction de son PE - L’AA autorise RTE à publier au RE les volumes d’ajustement réalisés à la maille site et entité, tels que définis au chapitre 2.L Ces principes ne sont aujourd’hui pas portés ailleurs dans le corps des règles de marché de RTE. L’instruction de la suppression ou la modification de cette annexe nécessite de plus amples études et RTE propose donc d’inscrire le sujet pour la concertation de la v3. Un refus éventuel du RE à signer cette annexe n'est ni l'usage, ni souhaitable. L'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 enjoint notamment les acheteurs obligés des sites sous OA, qui sont également leur RE, à signer cette annexe.
SER	Participation à la plateforme MARI (6.4)	Les adhérents du SER font remonter des modalités de participation à la plateforme MARI qui sont trop complexes, ce qui va engendrer des coûts pour les AA qui souhaitent se positionner sur cette plateforme. Elles intègrent des contraintes qui ne sont pas dictées par le cadre européen.		RTE tient à rappeler que les critères de conformité des offres relèvent de la responsabilité du gestionnaire de réseau de transport et ne font pas l’objet d’une harmonisation au niveau européen. Le système proposé par RTE vise à offrir aux acteurs une flexibilité maximale, tout en garantissant la sécurité de l’exploitation du réseau.

SGE	2.L.4	Il nous semble hasardeux de prendre en considération la plage de référence finale telle que définie, car le retour au programme peut nécessiter un certain délai	Nous suggérons de neutraliser un nombre de pas de temps couvrant le DNA de l'offre : "La plage de référence finale correspond au Pas de Règlements des Ecarts suivant l'instant de Fin d'Ajustement de l'Offre d'Ajustement augmenté du DNA applicable." Une autre possibilité, plus simple sur le plan opérationnel, consisterait à ne prendre en compte que la plage de référence initiale.	La plage de référence finale ne démarre qu'après la fin de l'ajustement, ie le moment où l'EDA est supposée être retournée au programme. Accroître cette durée du DNA augmente la probablilité qu'un autre ajustement ait lieu entre temps.
SGE	2.L.6.1.1	Il nous semle nécessaire d'autoriser les clés de répartiion négatives, tout en conservant l'obligation que la sommes des valeurs des Clés de Répartition soit égale à 1 à la maille de l'EDA. Cela est nécessaire pour représenter le cas d'un site qui effectuerait un contre-ajustement au sein de l'EDA (par exemple un site d'injection ne s'arrêtant pas sur une activation baisse et dont l'injection dépasserait le PA).	Remplacer "entre 0 et 1" par "entre -1 et 1"	RTE remercie SGE pour ce retour. Le volume réalisé à la maille EDA est une valeur algébrique (positif à la hausse et négatif à la baisse) mais ne peut être en sens inverse de l'ajustement demandé, notion reflétée par l'écart d'ajustement. Il en va de même pour le volume réalisé à la maille site qui sera publié à l'externe et pour lequel il n'est pas souhaitable de transmettre des valeurs en sens inverse qui viendraient porter à confusion. Il est prévu par ailleurs de prendre en compte l'écart de programmation dans le calcul du volume réalisé à partir de la date MA17, ce qui permettra de ne pas pénaliser les sites non défaillants de l'entité.

TSE	Accord de rattachement RE-AA 2.F.3.3.2.1.	TSE propose la suppression de l'accord de rattachement Responsable d'Equilibre (RE) – Acteur d'Ajustement (AA) pour la constitution d'une Entité d'Ajustement (EDA), dès le S1 2026 pour être en cohérence avec la date de mise en application de l'obligation de participation au MA des actifs >= 10 MW. - En effet, dans le cadre de l'obligation de participer au MA, cet accord contraint, limite ou empêche le choix de l'AA par le producteur, s'il souhaite choisir un AA différent du RE, ou si le RE est en incapacité de le faire, alors que le RE ne donne pas son accord. - Dans ce cas, une notification systématique du RE pourrait être mise en place et un envoi systématique des volumes ajusté par site au RE. - Il n'y a priori aucun obstacle à mettre en œuvre cette notification au RE compte tenu des évolutions concernant le contrôle du réalisé et les écarts de programmation qui consiste en la prise en compte de l'écarts de programmation de l'AA dans le calcul du volume réalisé et donc dans la correction du Périmètre d'équilibre du RE, ce qui neutralise l'impact de l'AA sur le RE. - Dans le cas d'actifs sous contrat CPPA, le producteur se trouve contraint dans le choix de son RE et donc dans l'impossibilité de renégocier les conditions de participation au MA. - Cela pose aussi des questions de compétences de programmation des RE. Le AA devant être la même personne morale que le RP de la ou des EDP composant une EDA, cette levée d'accord permettrait plus de flexibilité sur le choix des modalités de prévisions de programmation. TSE étant un leader des technologies agrivoltaïques, les actifs avec pilotage agronomique devront suivre des règles de profil de production différentes d'un actif fixe. TSE souligne le risque et le manque de préparations des RE historiques à gérer ce genre de spécificités ainsi que leurs pluralités.	**Suppression** : « L'Acteur d'Ajustement transmet au Gestionnaire de Réseau concerné : – l'identifiant de l'EDA auquel il souhaite rattacher le Groupe de Production ou le Site d'Injection ; et – la référence du Groupe de Production ou du Site d'Injection, telle que précisée à l'Article 2.F.3.2 ; et – la Capacité d'Ajustement de chaque Groupe de Production ou Site d'Injection ; et – l'accord du Responsable d'Equilibre au Périmètre duquel ce Groupe de Production ou ce Site est rattaché, conformément au modèle joint en Annexe 2.A4. ; et […] »	L'annexe 2.A.4 porte aujourd'hui deux principes : - Le RE prend connaissance de l'existence de sites de son périmètre d'équilibre qui participent au MA et de ce fait, provoquent la correction de son PE - L'AA autorise RTE à publier au RE les volumes d'ajustement réalisés à la maille site et entité, tels que définis au chapitre 2.L Ces principes ne sont aujourd'hui pas portés ailleurs dans le corps des règles de marché de RTE. L'instruction de la suppression ou la modification de cette annexe nécessite de plus amples études et RTE propose donc d'inscrire le sujet pour la concertation de la v3. Un refus éventuel du RE à signer cette annexe n'est ni l'usage, ni souhaitable. L'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 enjoint notamment les acheteurs obligés des sites sous OA, qui sont également leur RE, à signer cette annexe.

TSE	Propositions complémentaires	TSE propose : - La publication par RTE de périodes et de zones d'indisponibilité réseau sur le MA par point de raccordement. Par ailleurs il ne serait pas acceptable que des EDA soient identifiées "non activables" par RTE, même pour des réaisons de sécurité Réseau, sans que le Producteur soit tenu au courant. En outre des solutions techniques (comme le suivi de rampes précisées par les gestionnaires de réseau) devraient être proposées pour ces cas spécifiques aux acteurs comme alternatives aux participations classiques. Enfin nous indiquons que cette visibilité permettrait aux acteurs d'adapter le déploiement des solutions techniques permettant la participation au MA sur leurs centrales en fonction des besoins et contraintes du système. - Transparence sur le carnet d'ordre MA		RTE ne prévoit pas de publication de cartographie des contraintes réseau mais informera les acteurs d'ajustements si leurs EDA sont régulièrement filtrées en raison de ce type de contraintes. Le carnet d'ordre du MA est déjà mis à disposition des acteurs via l'API Balancing Capacity (ressource individualoffers_specific_energybids).

UFE	Perspectives de modernisation	L'UFE partage l'avis de RTE sur les limites du calcul théorique des points de fonctionnement par RTE. L'UFE soutient que les acteurs doivent déclarer eux-mêmes ces points, car ils sont mieux placés pour modéliser les contraintes de leurs sites et définir les domaines de puissance d'ajustement et de réserve. L'UFE reconnaît la complexité liée à la multiplicité des fichiers du MA, qui résulte en partie des interactions avec d'autres mécanismes (programmation, RE, capacité). Une refonte structurelle du MA nécessitera des efforts SI importants. L'UFE insiste sur la nécessité de stabiliser les principes de modélisation avant les développements, et d'anticiper les trajectoires SI (dates de bascule, tests), même en cas de changements réglementaires. L'UFE soutient l'objectif de RTE d'ouvrir le MA à tous les moyens disponibles à l'EOD. Toutefois, l'UFE alerte sur la complexité de la participation explicite, qui impliquerait la gestion de dizaines de milliers d'offres par jour. Les SI actuels ne sont pas dimensionnés pour cela. L'UFE souligne aussi les risques en cas d'indisponibilité du mode explicite, et les limites de modélisation entre offres. L'UFE questionne la nécessité pour RTE d'avoir une visibilité sur toutes les combinaisons d'offres jusqu'à 24h à l'avance, alors que les activations ne peuvent intervenir qu'à 45 minutes du temps réel. L'UFE propose que RTE utilise les marges à la hausse/baisse pour projeter les leviers d'ajustement au-delà de cette fenêtre, et que les offres explicites soient limitées à une période restreinte autour de la fenêtre opérationnelle. Cela réduirait la charge sur les SI. L'UFE regrette toutefois que certains sujets n'aient pas été abordés dans l'appel à contribution d'octobre 2024, en particulier : • La clarté sur la participation des EDA selon les différents modes décrits. • La question de la rémunération dans le MA refondu, absente de l'appel à contribution. • Le devenir des motifs d'activation (P=C, RSO, reconstitution des marges, SSYf) et des écarts d'ajustement/pénalités selon les modalités de participation, qui		RTE remercie l'UFE pour ce retour et va travailler durant le prochain cycle de concertation à fournir une feuille de route détaillée aux acteurs, répondant notamment aux questions mentionnées. RTE prend note des craintes d'EDF concernant la complexité de la participation explicite au MA , et de la charge SI associée, et va instruire le sujet lors du prochain cycle de concertation.

		devront faire l'objet de concertation.		
UFE	Seuil d'obligation de participation au MA	Répétition inutile dans §2.J.1.1.2.1 et dans §2.J.1.1.2.2 Mettre en chapeau des deux paragraphes juste après 2.J.1.1.2 Offres d'Ajustement Spécifiques car la participation au MA est obligatoire mais pas la participation aux deux modalités du MA spécifique, à savoir l'implicite et l'explicite. Un acteur peut choisir de participer selon la modalité implicite sans participer à la modalité explicite et vice versa	« Conformément à l'article L321-13 du Code de l'énergie, […], Puissances Installées de l'ensemble de ces Installations de Production est supérieure ou EDP non constitutive d'une EDA »,	RTE remercie l'UFE pour ce retour et propose de conserver la proposition initiale. La participation peut bien se faire en implicite ou explicite selon les possiblités déjà offertes par les chapitre MA.
UFE	Seuil d'obligation au MA	Enrichir les modalités pour lesquelles toute ou partie de la puissance non utilisée techniquement disponible d'une EDA ne peut être mise à disposition de RTE.	§2.J.1.1.2.2: Ajout du texte « De plus, les installations dont la participation au MA génèrerait des offres avec des Délais de Mobilisation supérieurs au Délais de Neutralisation peuvent faire l'objet de dérogation de l'obligation ci-dessus »	RTE remercie l'UFE pour ce retour. L'article L321-13 du Code de l'énergie mentionne que l'ensemble de la puissance techniquement disponible doît être mise à disposition de RTE à travers le mécanisme d'ajustement, sans exemption possible. Les Délais de Mobilisation sont mentionnés dans les conditions d'utilisations des offres et seront pris en compte par RTE dans la stratégie d'équilibrage.
UFE	Seuil d'obligation au MA	Ajout du texte pour adapter la clause à la nouvelle obligation d'offrir de la baisse sur le MA	Cas limitativement énumérés dans lesquels les offres d'ajustement ne portent pas sur la totalité de la puissance […] - Augmentation **ou baisse** de puissance entraînant un déversement hydraulique »	RTE remercie l'UFE pour ce retour et a intégré cette modification dans le chapitre MA.
UFE	Evolutions liées au suivi de la qualification d'une EDA (6.3)	Le paragraphe 2.G.1.2. rappelle les critères de qualification d'une EDA, à savoir : être capable de programmer et de respecter les règles SI. L'appellation « suivi de qualification » utilisée par la suite pour désigner les modalités et critères de « conformité de l'offre » d'une EDA paraît donc inappropriée. En effet, un « suivi de qualification » se concentrerait sur le maintien des exigences de qualification (programmation et SI) par l'EDA. Toutefois, le « suivi » mentionné ultérieurement ne relève pas de cette catégorie, car il vise à vérifier que la puissance fournie par l'EDA ne diffère pas de manière significative du gabarit MARI. Il s'agit donc davantage d'un suivi de « conformité de l'offre » que d'un suivi de « qualification de l'EDA ».	Modifier le titre du §2.G.2 « ~~Suivi de la Qualification d'une EDA~~ » en « Suivi de la conformité des offres d'une EDA ». Adapter le titre du §2.G.2.3 pour qu'il soit en accord avec le §2.G.2.4, en remplaçant « ~~Données utilisées pour le suivi de la Qualification~~ » par « Données utilisées pour le suivi de conformité des offres ».	RTE remercie UFE pour cette remarque et accepte d'apporter les modifications proposées.

UFE	Critères de qualification d'une EDA en standard (6.4)	L'UFE se réjouit de la progression de la proposition de RTE, qui évolue d'une approche de qualification/déqualification des EDA vers une approche de pénalisation des activations défaillantes. Cependant, l'UFE souligne que des acteurs situés en dehors des frontières françaises (par exemple en Allemagne) peuvent répondre aux besoins exprimés par RTE sur la plateforme MARI avec des produits d'équilibrage qui ne respectent pas les mêmes critères de qualité d'activation (suivi de conformité de l'offre) que ceux des acteurs français, tout en étant rémunérés au même tarif. Concernant le § 2.G.3.2, l'UFE considère que la tolérance d'un écart en énergie de ±10% maximum pour chaque intervalle de 5 minutes est encore trop restrictive. Une tolérance élargie à ±20% maximum par pas de temps de 5 minutes pourrait encourager les acteurs à proposer des volumes sur la plateforme MARI, sans compromettre la sécurité du réseau de manière significative.	Remplacer l'expression « ~~critère de qualification d'une EDA~~ » par « critère de conformité d'une offre ».	RTE estime que le maintien d'une tolérance de 10 % d'erreur par pas de 5 minutes pour les acteurs d'ajustement reste justifié, dans la mesure où le nouveau système de validation des activations standard introduit une tolérance supplémentaire sur le nombre de pas à valider et incite les acteurs à se conformer davantage au profil standard. Il convient de souligner que ce mécanisme de pénalisation ne constitue pas une barrière technique à la participation (et donc une entrave à la liquidité) : les acteurs peuvent continuer à proposer des actifs ne respectant pas parfaitement le profil de livraison théorique. En revanche, ce dispositif peut en effet affecter la compétitivité des offres associées, dans la mesure où ces contraintes peuvent être intégrées dans la valorisation des offres sur le marché. RTE rappelle que les critères de conformité des offres sont à la main des GRT et qu'ils reflètent des problématiques d'exploitation qui leur sont propres. Il n'existe à ce stade aucune méthode d'harmonisation des ces critères au niveau européen.
UFE	Critères de qualification d'une EDA en standard (6.4)	Pour le § 2.G.3.3, l'UFE est défavorable à l'établissement d'une définition préalable et non concertée des modalités d'application à partir de la date MA16. Enfin, le préavis pour la date MA16 est jugé trop court, l'UFE recommande de l'étendre jusqu'à 3 mois.	§ 2.G.3.3 Modifier la phrase « ~~À partir de la date MA16, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les Pas de 5 Minutes de la plage de vérification sont valides~~ » pour « À partir de la date MA16, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les critères établis suite à une concertation des acteurs et validés par la CRE sont respectés ».	Comme concerté lors du GT PROG-MA du 22/09, RTE propose de modifier la modalité concernée en introduisant un processus de validation par la CRE et en étendant le délai de prévenance à trois mois. La rédaction proposée est la suivante : "À l'initiative de RTE, la CRE pourra être notifiée par courrier de la proposition de renforcement des critères de conformité. Sous réserve de son approbation, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée ne sera considérée comme conforme que si l'ensemble des Pas 5 minutes de la plage de vérification sont valides. En cas d'approbation de la CRE, RTE notifiera aux acteurs d'ajustement la date d'entrée en vigueur de ces nouveaux critères, avec un préavis minimal de trois mois. En cas de refus de la CRE, les critères de conformité en vigueur demeurent applicables."

Uneleg	2.L.6. Calcul du Volume Réalisé à la maille Site / Délai d'envoi des données	Les ELD accueillent favorablement cette disposition. D'une part, l'envoi par RTE des volumes réalisés à la maille site pour les installations sous complément de rémunération au GRD leur permet de remplir au mieux leur rôle dans le retraitement des courbes de charges à envoyer pour la rémunération de ces installations à l'acteur en charge de la liquidation du complément de rémunération, dans les délais impartis. A cet effet, nous souhaitons insister sur l'importance que ces données soient transmises par RTE aux GRD dans des délais compatibles avec les échéances réglementaires et opérationnelles définies entre les acteurs. Tel qu'inscrit dans le document d'accompagnement à la consultation publique, un « calendrier de déploiement de ce service » sera proposé par RTE. Nous sommes vigilants à la bonne prise en compte des échéances discutées avec les GRD et restons à disposition pour continuer ces échanges. D'autre part, et de la même manière, l'envoi des volumes réalisés par les installations sous obligations d'achat, est accueilli très favorablement par les ELD en leur qualité d'acheteurs obligés.		RTE remercie l'UNELEG pour ce retour et respectera les délais décrits dans l'arrêté de la Loi de Finances 2025.

Voltalis	2.F.3.3. Permettre à plusieurs acteurs d'opérer sur un même site	Dans le cadre des règles actuelles, il est **impossible de rattacher un même site de Soutirage à plusieurs acteurs** (un site de soutirage ne peut être rattaché qu'à une seule EDA et la participation d'un site de soutirage rattaché à la fois à une EDA et à une EDE n'est pas possible si l'Acteur d'Ajustement et l'Opérateur d'Effacement constituent des personnes morales différentes). Cette restriction restreint la possibilité pour un acteur distinct d'utiliser son savoir-faire pour équiper et piloter des équipements différents de ceux déjà pilotés par un autre acteur sur un même site (par exemple, l'un pilote les chauffe-eaux, l'autre les véhicules électriques). En maintenant les règles inchangées, RTE se **prive** donc potentiellement de **plusieurs centaines de milliers d'appareils pilotables**, c'est-à-dire **plusieurs centaines de MW disponibles dans les années à venir.** Ainsi, **la possibilité pour plusieurs acteurs d'opérer sur un même site devrait être possible dans le cas où ces derniers pilotent des appareils différents**, sous peine de **porter atteinte au principe de libre concurrence** et de **priver le réseau actuel d'une partie de sa flexibilité.** L'usage de la sous-mesure permettrait de comptabiliser les effacements de chacun des acteurs.	**Généraliser l'usage de la sous-mesure pour permettre à plusieurs acteurs différents, actifs sur des usages distincts, d'opérer sur un même site**	RTE précise que, suite à la clôture de l'expérimentation sous-mesure, un REX sera réalisé et présenté à la filière par RTE afin de statuer sur la suite à donner à l'expérimentation.

Voltalis	2.L. Mettre en place un système d'Assurance Qualité pour la certification des effacements	Aujourd'hui, toute modification des méthodes de contrôle du réalisé ou ajout d'une méthode à la bibliothèque proposée est extrêmement compliqué en raison des nécessités de modifications SI des GRT/GRD, alors même que l'amélioration de ces méthodes permettrait un contrôle du réalisé plus fin, plus fiable et plus en adéquation avec les besoins du système électrique. Passer à un système d'assurance qualité pour la certification des effacements permettrait de répondre à ces enjeux. En particulier, il s'agirait d'étendre le dispositif existant dans les règles NEBCO dit de « qualification pour le profilé », qui couvrirait non seulement la **fourniture de données et leurs traitements (collecte sécurisée, stockage …)** par les opérateurs accrédités par RTE, mais également la **comptabilisation des effacements par ces derniers.** RTE, sous l'autorité de la CRE, conserverait le rôle de **valider les méthodes** des opérateurs d'effacement (OE) et étendrait ses contrôles à l'ensemble de leur application, via des **audits ex-post**. La mise en place d'un tel système permettrait **plus de souplesse dans l'adaptation des méthodes de comptabilisation des effacements** (en permettant aux OE d'être davantage proactifs et sources d'innovation pour améliorer et affiner rapidement les méthodes puisqu'ils pourraient les mettre en œuvre directement dans leur SI) ; **plus de fiabilité** dans le contrôle du réalisé (avec l'utilisation de la sous-mesure) et une **réduction des coûts pour RTE** en réduisant les besoins de développement SI des GRT/GRD (intégration des données, correction des anomalies…), et le budget associé, puisque les volumes activés seraient déjà comptabilisés par les OE. Les missions et le budget de RTE seraient ainsi recentrés sur l'accréditation des OE et de leurs méthodes, et sur la réalisation d'audits ponctuels. La mise en place d'un tel système serait e**n ligne avec les exigences de la dernière réforme européenne** : « L'utilisation de données provenant de ces appareils de mesure dédiés devrait respecter des exigences relatives à la qualité des données. » (considérant 18 et Article 7 ter du Règlement (UE) 2024/2017).	Lancer dès aujourd'hui **un GT** pour formuler des propositions à l'automne pour **passer, au plus vite, à un système d'Assurance Qualité**, dans le cadre des règles NEBCO et MA	RTE renvoie à la concertation en GT Effacements Transverse quant aux sujets relatifs aux méthodes de contrôle du réalisé.

Voltalis	2.M.4. Rémunération en cas d'activations concomitantes Mécanisme d'Ajustement et Flexibilités Locales	En cas d'activation simultanée d'une capacité à la flexibilité locale et à un mécanisme national, les règles prévoient que la rémunération versée au titre du mécanisme national est réduite du volume correspondant aux activations locales. Pourtant, deux services distincts sont alors rendus : un service d'équilibrage au niveau national et un service pour résoudre une contrainte locale.	En cas d'activation simultanée de flexibilités locales et d'un mécanisme national, chaque service rendu devrait faire l'objet d'une rémunération distincte, afin de refléter justement la valeur apportée au système électrique	RTE confirme que chaque service fait l'objet d'une rémunération distincte. Les dispositions du paragraphe 2.M.4 visent à s'assurer, qu'en cas d'activations concomitantes, la même énergie n'est pas rémunérée deux fois.
Voltalis	2.F.2.6. Seuil de constitution des EDA Profilées	Le seuil de constitution d'une EDA/EDE Profilée de 36 kVA, en se cumulant au seuil de 1 MW des Appels d'Offres Effacement, entraîne un **défoisonnement particulièrement préjudiciable à l'effacement dans les bâtiments** qui repose sur l'agrégation du plus grand nombre de sites possible pour établir des prévisions fiables et précises. Cette fragmentation entraîne une **limitation de la capacité d'effacement mise à disposition du système électrique**, via la **création d'effets de seuil pour l'accès au marché** : avant de pouvoir réellement exploiter une EDA/EDE de manière fiable l'acteur doit en effet attendre d'obtenir une masse critique, conduisant à l'impossibilité d'opérer certains sites installés et donc disponibles.	Voltalis réitère sa position de r**edéfinir le seuil des EDA autour de 1 MW,** qui est le seuil reconnu par les autorités françaises et la Commission européenne pour la seule distinction qui demeure, entre les deux filières d'effacement, l'une de l'effacement industriel et l'autre de l'effacement dans les bâtiments, notamment dans les appels d'offres d'effacement mis en place pour atteindre les objectifs de la PPE. A défaut, et afin d'éviter l'abandon de certains sites pourtant équipés et disponibles, il est à prévoir la **possibilité d'inclure des sites télérelevés**, dont la Puissance Souscrite est supérieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que cela était possible avant le 1er janvier 2023, **à hauteur de 25% du volume de l'EDA par exemple.**	RTE remercie Voltalis pour ce retour. Ce sujet ne fait pas partie des évoltions concertées. RTE rétitère le position évoquée lors des retours à la consultation des règles MA-RE v10, lors de laquelle le seuil a été placé à 36kVA en lieu avec l'abaissement du seuil du profilage.

B.4. Retours relatifs au Dispositif de Responsable d'Equilibre

Acteur	Sujet et/ou article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
ADEeF	3.L.1.8 3.L.3.1	Les 3.L.1.8 et 3.L.3.1 décrivent les données MA et NEBCO prises en compte dans le calcul de l'écart RE : en lien avec la date SY24, y a -t-il lieu de mentionner également ici les énergies SSYf ?		RTE remercie l'ADEeF pour ce retour. Concernant le chapitre 3.L.1.8, les données dédiées aux SSYf sont explicitées dans le paragraphe 3.L.1.3 ou dans les règles du chapitre 4. Concernant le chapitre 3.L.3.1, il a effectivement été mis à jour afin de prendre en compte les énergies SSy des sites sous card S dans les calculs de la reconstitution des flux pour le calcul de l'écart.
ADEeF	0.FT1.1.1. 3.R.2.6.1.	Application du modèle corrigé pour les SSY sur les sites de soutirage CARD-S sup36 à partir de la date pivot SY24 : il faudra préciser, par cohérence avec MA et NEBCO, que les données de correction SSY sont transmises au GR par RTE, selon des modalités qui seront définies dans les règles SI. Il est à noter que les GRD ne disposeront pas des données pour estimer les volumes SSYf en S+1 comme cela est pratiqué sur le MA et NEBCO.		RTE est en accord avec la proposition de l'ADEeF. RTE apporte les modifications demandées aux articles 3.R.2.6.1 et 0.FT1.3.4, et une correction en cohérence concernant la mention aux chapitres des règles.
ADEeF	3.R.2.9.2	Transmission de données pour application de l'accise sur l'électricité : il semble nécessaire d'ajouter les corrections relatives aux services système sur des sites relevant du modèle corrigé, à partir de la date SY24, en cohérence avec le 3.P.4.2.		RTE est en accord avec la proposition et a modifié le paragraphe 3.R.2.9.2.2 en cohérence.
Boralex	3.O	Contexte: Il est fait allusion plusieurs fois à la garantie à première demande	Laisser la garantie bancaire telle que dans la version originale	RTE a toujours exigé que le RE fournisse une garantie bancaire "à première demande" dans le cadre de la contractualisation d'un AP-RE. En effet, notre trame de Garantie Bancaire (figurant à l'annexe 0.A4 des Dispositions Générales des Règles de marché) fait explicitement référence à l'article 2321 du code civil. La mention expresse de cet article permet de clarifier l'exigence de fourniture d'une garantie autonome pour distinguer clairement celle-ci d'un cautionnement. Il n'y a donc pas d'évolution des exigences de RTE sur ce point.

EDF	RE1	Concernant l'évolution du calendrier de notifications et mises en demeures des GAPD et DL : -En cas de renouvellement tacite de la Garantie à première demande, à l’issue de la période de 5 ans, quelle est la modalité de reconduction de la clause EverGreen : avenant à la Garantie à première demande ou émission d’une nouvelle Garantie à première demande ?	Préciser l'exigence.	Lorsqu'une Garantie avec option pour la clause Evergreen arrivera à expiration, il sera possible pour le RE, soit : - D'émettre un avenant pour proroger la validité de sa Garantie pour une période déterminée d'une durrée minimale d'un an; - De fournir à RTE une nouvelle Garantie avec option pour la clause Evergreen. En tout état de cause, la clause Evergreen ne peut être renouvelée par voie d'avenant et nécessite que le RE fournisse une nouvelle Garantie.
EDF	RE2	Nous comprenons que la solution de mise en demeure électronique est en lien avec la sécurisation financière de l’Accord de Participation RE. Cette liste sera-t-elle également utilisée pour effectuer les mises en demeure en lien avec la facturation ? une vérification périodique de la validité de l’adresse email est-elle prévue ?	Préciser l'exigence.	La présente révision des Règles RE concerne exclusivement l'envoi de MED électroniques en lien avec la sécurisation financière de l'Accord de Participation (par ex. renouvellement de la Garantie, révision à la hausse de Garantie à la suite d'un encours trop élevé...). A terme, RTE envisage effectivement des solutions de MED électroniques avec accusés de réception pour l'ensemble des courriers adressés aux acteurs. Pour la vérification périodique des adresses mails sur lesquelles seront adressées les MED électroniques, il appartient à l'acteur de se rapprocher de RTE pour faire part de tout changement d'adresse mail.
EDF	RE3	Au vu de l’impact très limité de cette évolution sur le pilotage du solde du CAE, la mise en œuvre de cette évolution ne devrait pas être prioritaire dans la feuille de route des chantiers SI de RTE.		RTE remercie EDF pour ce retour mais précise que cette évolution ne fait pas l'objet d'un chantier SI RTE. Il s'agit d'un paramétrage.
EDF	RE4	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour ce retour.
EDF	RE5	EDF est favorable à cette modification qui confirme la prise en compte des écarts FLEX réseau sur le RPT et notamment pour les installations sous OA		RTE remercie EDF pour ce retour. Cependant le périmètre de l'article 175 de la loi finance 2025 a évolué suite aux différents échanges sur ses modalités d'application entre RTE, Enedis, EDF OA, la CRE et la DGEC. Cet article ne prend désormais plus en compte toutes les Flexibilités Réseau mais seulement les activations MA, SSy et les Flexibilités Locales (appel au marché pour résoudre des congestions du réseau Enedis). Ce périmètre est précisé dans l’arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. Ainsi les flux financiers entre les RE OA et RTE liés aux activations de Flexibilités Réseau hors Flexibilité Locales restent inchangés. Les modifications initialement apportées seront supprimées et la non-application de ce flux financier aux Flexibilité Locales sera ajoutée aux paragraphes 3.M.6 et 3.R.2.10.

EDF	RE6	EDF exprime une opposition ferme au transfert du coût de contractualisation des réserves FRR du TURPE vers les responsables d'équilibre (RE), jugeant cette mesure inappropriée tant sur le plan technique qu'économique. Selon EDF, cette proposition ne tient pas compte des spécificités actuelles du système électrique ni des efforts déjà consentis par les RE pour assurer l'équilibre de leur périmètre. La responsabilité de définir les besoins en réserve incombe au gestionnaire de réseau, RTE, car ces besoins dépendent fortement du mix de production, de la prévisibilité des énergies renouvelables, des aléas du système et des règles de marché. EDF rappelle que l'article L.341-2 du Code de l'énergie confie à RTE la mission d'assurer la sécurité du système électrique, ce qui justifie que le coût des réserves soit intégré au TURPE, financé par la collectivité. De plus, RTE est déjà soumis à une régulation incitative sur la gestion des réserves, ce qui renforce la légitimité de cette prise en charge. EDF souligne également que les RE disposent déjà d'un signal prix fort à travers le prix de règlement des écarts, renforcé depuis 2023 par l'activation du réglage secondaire de fréquence au merit order. Ce mécanisme incite efficacement les RE à limiter leurs déséquilibres. Ajouter une charge financière supplémentaire risquerait de déséquilibrer davantage le système, sans garantie d'efficacité, tout en augmentant les coûts pour les consommateurs, notamment en raison de l'incertitude sur les coûts de contractualisation proches de la livraison. Par ailleurs, EDF insiste sur le fait que les évolutions récentes du cadre de marché — comme le passage au pas de 15 minutes, la généralisation des 96 guichets ou encore les nouveaux indicateurs de programmation — modifient déjà profondément les pratiques des RE. Il serait donc prématuré d'ajouter une contrainte financière supplémentaire sans avoir évalué les effets de ces changements. Sur le plan juridique, EDF rappelle que si le règlement européen EBGL autorise les États membres à mettre en place un mécanisme alternatif de répartition des coûts des réserves, cette disposition reste facultative. En France,		RTE prend note des remarques d'EDF concernant la participation des RE au financement des réserves FRR et rappelle que ce sujet n'a pas fait l'objet de modification des règles v2. Ces remarques sur le bien fondé de la mesure proposée par RTE seront traitées dans le cycle de concertation des règles v3 et dans le cadre d'une consultation publique de la CRE prévue fin 2025/début 2026. Dans ce cadre, des études complémentaires ont été réalisées par RTE, notamment pour justifier l'intérêt que nous voyons dans cette mesure. Les résultats et des informations sur la consultation publique de la CRE seront présentés dans un prochain GT fin 2025.

		l’article L.321-11 du Code de l’énergie ne prévoit pas explicitement un tel transfert, ce qui impliquerait une modification législative pour le rendre possible. Si une telle réforme devait être envisagée, EDF demande que la méthode d’évaluation de l’impact sur les déséquilibres des RE soit précisée, ainsi que les hypothèses financières sous-jacentes, qu’elle juge actuellement insuffisantes.		
EDF	RE7	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour ce retour.
EDF	RE8	EDF n'identifie pas d'objection à cette évolution.		RTE remercie EDF pour ce retour.
EDF	RE9	EDF est favorable à cette évolution		RTE remercie EDF pour ce retour.
EDF	RE10.1	EDF est favorable à l'évolution RE10.1 relative à l'article 3.C.3 décrivant le processus de révision des régles. La possibilité d’une durée de consultation supérieur à 1 mois est souhaitable en cas de changement très structurant pour les acteurs.		RTE remercie EDF pour ce retour.

EDF	RE10.1	Concernant les autres évolutions et amendement rédactionnels, EDF identifie 2 évolutions des régles RE qui ne sont pas abordées dans le rapport. Voir les propositions de modication d'EDF dans la colonne ci-contre.	**Nouvelle proposition de modification EDF n° 1** : conformément à la proposition discutée en GT RECOFLUX du 30/06/2025, EDF souhaite que l'échéance M+7 (fin de mois) pour un RE de formuler une réclamation soit portée à M+9 en § 3.R.2.8.1. - Processus de calcul des écarts et en §3.R.2.8.2.1. - Cas des modifications du Périmètre-RPD entre M+6 et M+12. **Nouvelle proposition de modification EDF n° 2** : En vue de répondre aux enjeux de transparence des composantes du PMP, EDF souhaite qu'une fiche pédagogique soit ajoutée sur le portail RTE pour préciser la signification des données relatives au fondement du prix du PMP. Cette fiche pourrait notamment préciser : -La correspondance entre les définitions des règles et les ressources mise à disposition dans les API publiant des données d'équilibrage ; -Les spécificités des données publiées et de leur unités (périmètre, relations entre les données, etc.) ; -Les logiques et dynamiques d'activation des différentes réserves (aFRR vs mFRR) ; -Les critères de classement des offres avec CUO différentes. Par ailleurs, afin de permettre aux acteurs de développer un modèle de prévision de prix des écarts, de nouvelles ressources sont attendues dans les API, notamment : -Le motif d'activation ou de non-activation pour les offres concernées par la préséance économique de la mFRR et RR ; -Les besoins en énergie aFRR et les volumes activés au pas 4 secondes, en cohérence avec les prix.	RTE remercie EDF pour ce retour : **Proposition n°1** : Ce sujet n'ayant pas fait l'objet de concertation et compte-tenu des nombreux impacts réglementaires pour les différents acteurs, RTE n'est pas favorable à cette modification pour les règles v2 et propose de traiter ce sujet dans le prochain cycle de concertation. **Proposition n°2** : Votre retour a été pris en compte et sera intégré dans le cadre de la refonte du portail services de RTE.

EDF OA	Balise 3.M.6 du rapport d'accompagnement	Coquille dans le dernier paragraphe ajouté	"Obligtaion" à remplacer par "Obligation"	RTE remercie EDF pour ce retour. Suite aux différents échanges entre les acteurs concernés par l'application de cet article, les dispositions ne s'appliquent plus et le paragraphe est supprimé (cf. RE.5 du rapport d'accompagnement)
EDF OA	Balise 3.M.6 du rapport d'accompagnement	Suite aux échanges pour l'élaboration de l'arrêté n°1 déclinant la LF25, les flux financiers liés aux activations de flexibilités réseau RPD et RPT pour les installations sous OA devraient rester inchangés.	Conserver la version des règles V1.	RTE remercie EDF OA pour cette remarque. En effet le périmètre de l'article 175 de la loi finance 2025 a évolué suite aux différents échanges sur ses modalités d'application entre RTE, Enedis, EDF OA, la CRE et la DGEC. Cet article ne prend désormais plus en compte toutes les Flexibilités Réseau mais seulement les activations MA, SSy et les Flexibilités Locales (appel au marché pour résoudre des congestions du réseau Enedis). Ce périmètre est précisé dans l’arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. Ainsi les flux financiers entre les RE OA et RTE liés aux activations de Flexibilités Réseau hors Flexibilité Locales restent inchangés. Les modifications initialement apportées seront supprimées et la non-application de ce flux financier aux Flexibilité Locales sera ajoutée aux paragraphes 3.M.6 et 3.R.2.10.
EDF OA	Règle MA-RE : 3.N.3.2	Idem 3.M.6	Idem 3.M.6	RTE remercie EDF OA pour cette remarque. En effet le périmètre de l'article 175 de la loi finance 2025 a évolué suite aux différents échanges sur ses modalités d'application entre RTE, Enedis, EDF OA, la CRE et la DGEC. Cet article ne prend désormais plus en compte toutes les Flexibilités Réseau mais seulement les activations MA, SSy et les Flexibilités Locales (appel au marché pour résoudre des congestions du réseau Enedis). Ce périmètre est précisé dans l’arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. Ainsi les flux financiers entre les RE OA et RTE liés aux activations de Flexibilités Réseau hors Flexibilité Locales restent inchangés. Les modifications initialement apportées seront supprimées et la non-application de ce flux financier aux Flexibilité Locales sera ajoutée aux paragraphes 3.M.6 et 3.R.2.10.

EDF OA	Règle MA-RE : 3.R.2.10	Idem 3.M.6	Idem 3.M.6	RTE remercie EDF OA pour cette remarque. En effet le périmètre de l'article 175 de la loi finance 2025 a évolué suite aux différents échanges sur ses modalités d'application entre RTE, Enedis, EDF OA, la CRE et la DGEC. Cet article ne prend désormais plus en compte toutes les Flexibilités Réseau mais seulement les activations MA, SSy et les Flexibilités Locales (appel au marché pour résoudre des congestions du réseau Enedis). Ce périmètre est précisé dans l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. Ainsi les flux financiers entre les RE OA et RTE liés aux activations de Flexibilités Réseau hors Flexibilité Locales restent inchangés. Les modifications initialement apportées seront supprimées et la non-application de ce flux financier aux Flexibilité Locales sera ajoutée aux paragraphes 3.M.6 et 3.R.2.10.
EDF OA	Règle MA-RE : 3.R.2.8.1	Le délai d'un mois (fin M+7) donné au RE pour le contrôle et la contestation des données publiées fin M+6 est trop court. Nous souhaiterions rallonger ce délai.	Modification des mentions M+7 par M+9	Ce sujet n'ayant pas l'objet de concertation et compte-tenu des nombreux impacts réglementaires pour les différents acteurs, RTE n'est pas favorable à cette modification pour le chapitre v2 et propose de traiter ce sujet dans le prochain cycle de concertation.
EDF OA	Balise RE4 du rapport d'accompagnement	Le délai indiqué pour la contestation des données M+14 pour la dernière RT est uniquement d'un mois (mise à disposition des données M+14 d'octobre 2024 mi-décembre 2025 pour une contestation possible jusque mi-janvier 2026). Par ailleurs, compte tenu des erreurs rencontrées sur certaines factures RT passées, il nous semble nécessaire de prévoir une réclamation possible après émission de la facture RT.	Retirer la limite de contestation des données fixée au 15 janvier A+2	RTE remrcie EDF OA pour cette remarque. Le délai de contestation pour la dernière RT tronquée est en phase avec les délais des RT précédentes qui étaient : une publication des données le 15 ème jour de M+14 et une contestation au plus tard le 15 de M+15 du 7ème au 11ème mois de la période RT et le 25 de M+14 pour le dernier mois. Les données du mois d'octobre de la RT tronquée seront publiées le 15 de M+14 (décembre) et la contestation possible avant le 15 de M+15 => les délais n'ont donc pas été raccourcis et sont analogues aux RT précédentes. RTE n'est donc pas favorable à la levée de la date limite de contestation.
EDF OA	Balise RE6 du rapport d'accompagnement	Comme échangé lors des bilatérales à ce sujet, les RE devront supporter une hausse des coûts ce qui se traduira, dans le cas d'EDF OA, par une hausse des coûts supportés par le budget de l'Etat dans le cadre de la CSPE.		RTE prend note de la remarque d'EDF OA concernant la participation des RE au financement des réserves FRR et rappelle que ce sujet n'a pas fait l'objet de modification des règles v2. Ce sujet continuera d'être concerté dans le cycle des règles v3 et dans le cadre d'une consultation publique de la CRE prévu fin 2025/début 2026. Dans ce cadre des études complémentaires ont été réalisées par RTE, notamment pour justifier l'intérêt que nous voyons dans cette mesure. Les résultats et des informations sur la consultation publique de la CRE seront présentés dans un prochain GT fin 2025.

EDF OA	Balise RE8 du rapport d'accompagnement	cf. ligne 11 du présent fichier sur le chapitre 2 / MA (sur la mise à disposition des données liées aux flexibilités réseau), le fait d'indiquer dans le rapport d'accompagnement pour la publication des volumes d'ajustement réalisé à la maille site que "Ce besoin n’étant pas règlementaire, il ne s’accompagne pas d’évolution du Chapitre 3. Un calendrier de déploiement de ce nouveau service de publication sera présenté ultérieurement." n'est pas acceptable pour EDF OA. En effet, l'obligation de participation au MA des installations supérieures à 10 MW à compter du 01/01/2026 générera des volumes d'activation sur des EDA multi sites potentiellement significatifs.	Nous souhaitons avoir un engagement de RTE sur le calendrier de mise à disposition des volumes d'ajustement par site.	RTE souhaite mettre au point la publication des données d'ajustement maille site pour les sites sous OA et CR en suivant le calendrier de mise en œuvre et la méthode décrits dans l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. De plus, RTE choisit de ne pas faire référence à l'arrêté dans les règles, considérant que l'arrêté est suffisamment auto portant et qu'il ne concerne pas l'entiereté des sites d'injection. Pour le reste des sites injection et stockage, RTE maintient que la mise à disposition de ces volumes n'est pas règlementaire. Le calendrier sera détaillé ultérieurement et probablement adossé à celui des sites sous OA et CR.
Energy Traders Europe	Definition of operational modalities for the last truncated temporal reconciliation	No particular comment as the modifications appear to reflect changes in the legislation.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour.
Energy Traders Europe	Evolutions on financial security: calendar for notifications and formal notice for first demand Guarantees and cash deposits, switch to electronic formal notice	We welcome the move towards electronic communication means as it can help enhance market operational efficiency.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour.

Energy Traders Europe	End of billing for the BRP when activating network flexibilities under FiT	The modifications are coherent with recent legislative changes incentivising RES under support mechanisms to better react to negative spot price periods.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour. Cependant le périmètre de l'article 175 de la loi finance 2025 a évolué suite aux différents échanges sur ses modalités d'application entre RTE, Enedis, EDF OA, la CRE et la DGEC. Cet article ne prend désormais plus en compte toutes les Flexibilités Réseau mais seulement les activations MA, SSy et les Flexibilités Locales (appel au marché pour résoudre des congestions du réseau Enedis). Ce périmètre est précisé dans l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. Ainsi les flux financiers entre les RE OA et RTE liés aux activations de Flexibilités Réseau hors Flexibilité Locales restent inchangés. Les modifications initialement apportées seront supprimées et la non-application de ce flux financier aux Flexibilité Locales sera ajoutée aux paragraphes 3.M.6 et 3.R.2.10.
Energy Traders Europe	Publication of data to BRPs at the site level for adjustment and control energies produced by injection and stationary storage sites included in the balancing perimeters	We welcome data transparency while remembering the importance of confidentiality.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour.
Energy Traders Europe	Harmonisation of the Network Flexibility framework between the Transport network and the distribution network	As elements are yet to be provided, it would be helpful to see them issued within a reasonable time.		RTE remercie Energy Traders Europe pour ce retour. RTE prend note d'un besoin d'approfondissement du sujet.
Engie	RE1	Evolution du calendrier de notifications et mises en demeures des GAPD et DL : ENGIE approuve cette proposition d'harmonisation.		RTE remercie Engie pour ce retour.

Engie	RE3	Délai de prévenance du coefficient k : RTE propose de réduire le délai de prévenance du coefficient k à 2 mois au lieu de 3 mois actuellement. ENGIE comprend que cela induira une meilleure stabilité pour un cout de mise en œuvre faible. ENGIE ne s'y oppose pas.		RTE remercie Engie pour ce retour.
Engie	RE6	Orientations relatives aux modalités de financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les RE (reprise position ENGIE – Appel à contribution du 13/05/2025 - cf. document Word)		RTE prend note des remarques d'Engie concernant la participation des RE au financement des réserves FRR et rappelle que ce sujet n'a pas fait l'objet de modification des règles v2. Ces remarques sur le bien fondé de la mesure proposée par RTE seront traitées dans le cycle de concertation des règles v3 et dans le cadre d'une consultation publique de la CRE prévu fin 2025/début 2026. Dans ce cadre des études complémentaires ont été réalisées par RTE, notamment pour justifier l'intérêt que nous voyons dans cette mesure. Les résultats et des informations sur la consultation publique de la CRE seront présentés dans un prochain GT fin 2025.
Engie	RE6	Orientations relatives aux modalités de financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les RE : Les couts de réserve FRR risquent in fine de se reporter sur les briques de risque incluses dans nos contrats (PPA, contrats de fourniture). Il s'agira donc de se couvrir sur la durée des contrats (1 an à plusieurs année en fonction des contrats). Si on peut admettre que les acteurs affineront leurs prévisions de cout de contractualisation à besoin constant de RTE, il est beaucoup plus compliqué d'anticiper l'évolution du besoin lui-même. Certains phénomènes comme l'arrêt massif simultané des EnR sur prix négatifs peut aggraver les déviations de fréquence et nécessiter davantage d'aFRR. Les prix de contractualisation ne seront assurément pas les mêmes. Au final, c'est toujours le consommateur qui va contribuer, mais non plus aux cout réel de constitution des réserves, mais à un cout de couverture qui garantira aux acteurs que le cout réel est couvert, avec une probabilité de X%.		RTE prend note des remarques d'Engie concernant la participation des RE au financement des réserves FRR et rappelle que ce sujet n'a pas fait l'objet de modification des règles v2. Ces remarques sur le bien fondé de la mesure proposée par RTE seront traitées dans le cycle de concertation des règles v3 et dans le cadre d'une consultation publique de la CRE prévu fin 2025/début 2026. Dans ce cadre des études complémentaires ont été réalisées par RTE, notamment pour justifier l'intérêt que nous voyons dans cette mesure. Les résultats et des informations sur la consultation publique de la CRE seront présentés dans un prochain GT fin 2025.

NW	RE6	NW peut admettre que la stricte part des coûts des réserves directement imputables aux déséquilibres des responsables d'équilibre soit affectée au coût de l'équilibrage Toutefois, NW n'est pas favorable à ce que cette pénalisation soit uniquement ciblée vers les acteurs en déséquilibre dans le même sens que le déséquilibre du système. S'il est considéré comme souhaitable de renforcer les incitations à l'équilibre, il faut qu'elles soient renforcées dans les deux sens. Sinon, il existe un risque de comportement non-vertueux : on ne peut pas encourager les acteurs à être déséquilibrés plus dans un sens que dans un autre. Une solution pourrait être, comme pour le prix de règlement des écarts, d'affecter d'un bonus-malus la pénalisation selon que l'on est ou non dans le sens du déséquilibre du système		RTE remercie NW pour sa remarque. Les modalités de recouvrement par les RE de leur part des réserves seront concertées dans le cycle des règles v3.

SER	3.M.6. Modalités de facturation particulières du RE concernant les Flexibilités Réseau sous Obligation d’Achat activées avant le 1er janvier 2026 3.3.N.3.2. Règlements financiers liés à l’activation antérieure au 1er janvier 2026 de Flexibilités Réseau RPT et RPD sous Obligation d’Achat pour résoudre une congestion du RPT 3.R.2.10. Règlements financiers liés à l’activation antérieure au 1er janvier 2026 de Flexibilités Réseau RPD sous Obligation d’Achat pour résoudre une congestion du RPD	Les règles prévoient un retraitement de l’énergie d’activation dans le périmètre d’équilibre du RE et une modification des flux financiers de compensation en cas d’activation pour les contrats sous OA. Cependant, Le SER souligne que tout le raisonnement est basé sur la logique d’ENR sous OA ou CR sans prendre en compte le fait que certaines ENR sont valorisées à travers un CPPA. Ce cas devrait être pris en compte et les règles devraient a minima mentionner le principe de paiement par le RE de l’énergie d’activation au producteur.		Les EnR valorisées à travers un CPPA entrent dans la catégorie des ENR sans mécanisme de soutien. Leurs modalités d'indemnisation par l'Agrégateur/RE ou par RTE (selon que la limitation induit une correction du périmètre d'équilibre ou non) sont décrites à l'article 7.7 de la DTR de RTE : https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/ARTICLE_7.7_2376_fr

SER	RE6.2. Répartition des coûts entre utilisateurs de réseaux et RE	Bien que le sujet de la répartition des couts des FRR entre les RE et le TURPE ne soit pas directement inscrit dans le texte des règles de marché concerté, le SER souligne que cette évolution importante s'incrit en anticipation d'un passage à la fenetre opérationnelle de 30 minutes qui ne sera effective qu'en 2029. Une éventuelle évolution des modalités de financement des réserves ne devrait par conséquent pas être envisagée avant 2029 et, si elle devait être envisagée, elle ne devrait porté que sur la mFRR. Sur le fond, le SER demande à RTE de bien confirmer si le dimentionnement des réserves est bien variable en fonction du comportement des acteurs d'ajustement. Si ce n'est pas le cas, cela revient à faire porter aux RE le cout d'un bien commun qui sert l'ensemble des utilisateurs du réseau.		RTE prend note des remarques de SER concernant la participation des RE au financement des réserves FRR et rappelle que ce sujet n'a pas fait l'objet de modification des règles v2. Ces remarques sur le bien fondé de la mesure proposé par RTE seront traitées dans le cycle de concertation des règles v3 et dans le cadre d'une consultation publique de la CRE prévu fin 2025/début 2026. Dans ce cadre des études complémentaires ont été réalisées par RTE, notamment pour justifier l'intérêt que nous voyons dans cette mesure. Les résultats et des informations sur la consultation publique de la CRE seront présentés dans un prochain GT fin 2025. Concernant le dimensionnement des réserves, il sera concerté lors d'un GT RR-RC le 15/10/2025.

Statkraft	3.R.2.8.1.	Ajout d'un mois summplémentaire pour avoir 1 mois supplémentaire côté RE pour pouvoir valider la donnée reçu par le GRD. La proposition c'est de changer le terme "avant la fin du Mois M+7" à "avant la fin du Mois M+8" et "avant la fin du Mois M+9" à "avant la fin du mois M+10"	Compte tenu des délais de transmission des données révisées à RTE fixés à l'Article 3.R.1.7.4, en cas de désaccord du RE sur les données d'une Semaine S d'un Mois M élaborées par le GRD, parmi celles énumérées à l'Article 3.R.2.7, le RE adresse une réclamation au GRD par messagerie électronique, avec confirmation par lettre recommandée avec avis de réception, avant la fin du Mois M+8. Le RE précise les éléments du Périmètre-RPD, les volumes de Soutirage ou d'Injection contestés et la période concernée. Le GRD s'engage à formuler une réponse par messagerie électronique, avec confirmation par lettre recommandée avec avis de réception, dans un délai de deux Mois maximum à compter de la date de réception de la réclamation. Si celle-ci est complète et fondée, le GRD s'engage à faire ses meilleurs efforts pour corriger les données concernées et transmettre à RTE les données énumérées à l'Article 3.R.2.7, avec les valeurs corrigées, au plus tôt, selon les modalités de révision des données pour le calcul des écarts définies au présent Chapitre. En tout état de cause, si la réclamation du RE est fondée et en cas d'accord entre les parties avant la fin du Mois M+10, le GRD s'engage à corriger les données concernées et à transmettre à RTE les données énumérées à l'Article 3.R.1, avec les valeurs corrigées, dans le délai de révision des données prévu au présent Chapitre pour le calcul de la facture émise par RTE en fin de Mois M+12. Compte tenu des délais de transmission des données révisées à RTE fixés à l'Article 3.R.1.7.4 et de l'obligation du RE vis-à-vis du GRD de vérifier les données publiées par RTE conformément à l'Article 3.R.2.2, les données d'une Semaine S d'un Mois M élaborées par le GRD, transmises à RTE au cours du Mois M+6, n'ayant fait l'objet d'aucune contestation avant	Ce sujet n'ayant pas l'objet de concertation et compte-tenu des nombreux impacts réglementaires pour les différents acteurs, RTE n'est pas favorable à cette modification pour les règles RE v2 et propose de traiter ce sujet dans le prochain cycle de concertation.

			la fin du Mois M+8 sont réputées acceptées par le RE au titre du processus de calcul des Écarts. Jusqu'à la date du 4 octobre 2024, ces données peuvent donner lieu à révision au titre du processus de Réconciliation Temporelle conformément à l'Article 3.R.2.8.2, compte-tenu des modalités de révision définies aux Articles 3.R.1.8.3.1 et 3.R.1.8.3.2. A défaut d'accord sur les données d'une Semaine S d'un Mois M élaborées par le GRD et transmises à RTE pour le calcul de la facture émise par RTE en fin de Mois M+12, il est fait application des modalités de règlement des différends prévues dans les Dispositions Générales des Règles.	
TSE	Délai de régularisation des Courbes de charge 3.N.3.1.	TSE soulève les problèmes de trésorerie rencontrés par les SPV en lien avec les délais de réconciliation temporelle, notamment lorsqu'une correction de la courbe de charge est appliquée. La participation aux mécanismes de flexibilité engendre ainsi un problème de trésorerie pour les SPV, qui peut être perçu comme un risque financier, entraînant une réticence, voire une opposition, des parties financières impliquées dans un projet à une participation active aux mécanismes d'ajustement au meilleur prix pour le Système.	« RTE établit pour le RE, au Mois d'octobre entre le 16 février et le courant du Mois de mars de l'Année A+2, le bilan des éléments de facturation relatifs à la Réconciliation Temporelle de la période annuelle RécoTemp du Mois de juillet de l'Année A au 4ème jour du Mois d'octobree juin de l'Année A+1. En fonction du bilan financier des éléments de facturation définis à l'Article 3.L.6, RTE envoie au RE, au plus tard le dernier Jour du Mois d'octobre de mars de l'Année A+2, une facture ou une facture d'avoir pour la Réconciliation Temporelle de la Période Annuelle RecoTemp A' du Mois de juillet de l'Année A au 4ème jour du Mois de juind'octobre de l'année A+1. » Supprimer et remplacer par « RTE établit pour le RE, au Mois M+3 une facture ou une facture d'avoir pour la Réconciliation Temporelle de la Période du mois M. »	RTE remercie TSE pour sa remarque. RTE rappelle que la mise en place du système cible depuis la date d'application du 5 octobre 2024 a ouvert la voie à la mise en œuvre d'une nouvelle reconstitution des flux plus précise et accélérée, qui permettra de clôturer la facturation des RE en M+12. Les données antérieures à cette date restent soumises au principe du procesus de Réconciliation Temporelle comme concerté en CGP.

UFE	Evolution du délai de prévenance du coefficient k	Au vu de l’impact très limité de cette évolution sur le pilotage du solde du CAE, la mise en œuvre de cette évolution ne devrait pas être prioritaire dans la feuille de route des chantiers SI de RTE.		RTE remercie EDF pour ce retour mais précise que cette évolution ne fait pas l'objet d'un chantier SI RTE. Il s'agit simplement d'un paramétrage.

UFE	Orientations relatives aux modalités de financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les RE	L'UFE a répondu à l'appel à contribution de RTE. La responsabilité de définir les besoins en réserve incombe au gestionnaire de réseau, RTE, car ces besoins dépendent fortement du mix de production, de la prévisibilité des énergies renouvelables, des aléas du système et des règles de marché. L'UFE rappelle que l'article L.341-2 du Code de l'énergie confie à RTE la mission d'assurer la sécurité du système électrique, ce qui justifie que le coût des réserves soit intégré au TURPE, financé par la collectivité. De plus, RTE est déjà soumis à une régulation incitative sur la gestion des réserves, ce qui renforce la légitimité de cette prise en charge. L'UFE souligne également que les RE disposent déjà d'un signal prix fort à travers le prix de règlement des écarts, renforcé depuis 2023 par l'activation du réglage secondaire de fréquence au merit order. Ce mécanisme incite efficacement les RE à limiter leurs déséquilibres. Ajouter une charge financière supplémentaire risquerait de déséquilibrer davantage le système, sans garantie d'efficacité, tout en augmentant les coûts pour les consommateurs, notamment en raison de l'incertitude sur les coûts de contractualisation proches de la livraison. Par ailleurs, les évolutions récentes du cadre de marché — comme le passage au pas de 15 minutes, la généralisation des 96 guichets ou encore les nouveaux indicateurs de programmation — modifient déjà profondément les pratiques des RE. Il serait donc prématuré d'ajouter une contrainte financière supplémentaire sans avoir évalué les effets de ces changements. Si une telle réforme devait être envisagée, l'UFE demande que la méthode d'évaluation de l'impact sur les déséquilibres des RE soit précisée, ainsi que les hypothèses financières sous-jacentes, qu'elle juge actuellement insuffisantes.		RTE prend note des remarques de l'UFE concernant la participation des RE au financement des réserves FRR et rappelle que ce sujet n'a pas fait l'objet de modification des règles v2. Ces remarques sur le bien fondé de la mesure proposée par RTE seront traitées dans le cycle de concertation des règles v3 et dans le cadre d'une consultation publique de la CRE prévu fin 2025/début 2026. Dans ce cadre des études complémentaires ont été réalisées par RTE, notamment pour justifier l'intérêt que nous voyons dans cette mesure. Les résultats et des informations sur la consultation publique de la CRE seront présentés dans un prochain GT fin 2025.

B.5. Retours relatifs aux Services Système fréquence

Acteur	Sujet et/ou article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
ADEeF	4.F.2.4.1.1.	Comme souligné par RTE dans le rapport d'accompagnement, il est en effet nécessaire de compléter le contenu de l'Accord Site et de généraliser son application à tous les types de sites, afin de recueillir le consentement du Client pour la transmission des données de comptage. En cohérence avec les règles NEBCO/chapitre 5, l'ADEeF propose de renvoyer au modèle d'accord site introduit en 0.A7 pour les sites de soutirage.		RTE adhére à la proposition d'un renvoi vers un modèle d'accord soutirage commun pour les chapitres NEBCO, MA et SSY. Cette évolution sera proposée dans le prochain cycle de concertation des règles de marché v3.
ADEeF	4.F.2.4.1.2.	De la même façon que dans les règles MA et NEBCO, il est nécessaire de mentionner dans l'accord site l'application du modèle corrigé pour les sites concernés (à partir de la date SY24		RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3, en lien avec l'évolution d'un modèle d'accord soutirage commun pour les chapitres NEBCO, MA et SSYf
ADEeF	4.F.2.4.1.3. 4.A3	Il semble que la mention à l'EDR dans l'annexe RR-RE pourrait être supprimée (resp. EDA dans accord AA-RE) pour en faciliter le suivi, en évitant le besoin d'une mise à jour en cas de changement d'EDA/R au sein du périmètre du même acteur. Les deux annexes 2.A4 et 4.A3 pourraient par ailleurs être mutualisées		RTE considère que l'information du nom de l'EDR, ou de l'EDA est une information utile pour le RE afin que celui-ci puisse rattacher les volumes de correction, liés aux activation sur les SSYf ou le MA, à la maille entité aux sites de son périmètre d'équilibre. RTE ne souhaite donc pas supprimer la mention de l'EDA/R dans l'annexe.
ADEeF	4.F.3.1.3.2.	En cohérence avec les règles NEBCO, l'ADEeF propose que la capacité de réglage soit inférieure ou égale : - à la puissance souscrite pour un Site de soutirage - à la puissance de raccordement pour un Site d'injection, - à la somme de la puissance de raccordement en injection et de la puissance souscrite en soutirage pour un site de stockage		RTE adhère à la proposition d'ajout de conditions sur la capacité de réglage des sites. RTE propose toutefois d'ajouter ces conditions à l'article 4.F.2.4.1.1 relatif aux dispositions applicables à tous les sites plutôt que dans l'article 4.F.3.1.3.2. relatif au processus de modification du périmètre de réserve dans le cas d'un site raccordé au RPD. RTE propose également d'harmoniser la puissance à la puissance de raccordement pour tous les sites.
ADEeF	4.S.7	Participation des sites soumis à limitations : l'ADEeF soutient ces dispositions qui vont dans le sens de faciliter la participation aux SSYf des sites bénéficiant d'offres de raccordement alternatives		RTE remercie l'ADEeF pour ce retour.

ADEeF	4.S.9	L'ADEeF soutient ces dispositions qui vont dans le sens de faciliter la participation aux mécanismes de marché, tout en responsabilisant les acteurs		RTE remercie l'ADEeF pour ce retour.
Agregio-Solutions	4.G.5	Retrait du certificat "Pour les Entités de Réserve ne respectant pas les données déclaratives fournies conformément à l'Article 4.G.3.2.". Pour les sites de stockage, le stock et le rendement de l'actif se dégradent légèrement au fil des années. Est-ce que cette formulation implique qu'une certification doit se baser sur les valeurs de stock à 5 ans (étant donné qu'au bout de 5 ans, il y a une réevaluation des certifications d'aptitudes par RTE) ? Si oui, cela semble fortement pénalisant, sachant que les règles de certification sont déjà strictes et que la batterie peut tout de même répondre conformément aux sollicitations malgré la faible dégradation du stock, comme observé historiquement sur notre parc d'actifs. Nous pensons qu'une certification de l'actif sur la base de ses caractéristiques en année 0 avec un retrait de certification sur la base du contrôle du réalisé par RTE (en cas de manquements aux engagements en pratique) est suffisant pour assurer le bon réglage des actifs de stockage	Retrait de ce point, sachant que le certificat d'aptitude peut déjà être retiré/réevalué sur la base du contrôle du réalisé en cas de manquement aux engagements et qu'une réevaluation du certificat est déjà inscrite dans les règles tous les 5 ans	RTE a ajouté ce cas pour être cohérent avec les trames de certification. Ce cas de retrait a pour objectif de couvrir les modifications de l'EDR qui ne sont pas déclarées initialement dans les fiches d'informations et ne seraient pas détectées dans le contrôle du réalisé, hors incident fréquence. Il ne cible pas la dégradation du stock d'une EDR, qui est à prendre en compte dans la programmation par l'acteur. RTE refuse de retirer cette modification apportée dans la v2.
Agregio-Solutions	4M3 et 4M4 et 4L21	Serait-il possible d'avoir le détail des indemnités et abattements à la maille EDR et non programme d'appel?	RTE calcule le Bilan de Réserve pour chaque Entité de Réserve du Responsable de Réserve	Les engagements capacitaires sont retenus à la maille du périmètre de réserve du responsable de réserve. Le calcul du bilan de réserve ne peut alors pas être réalisé à la maille de l'EDR. RTE conserve le calcul du bilan de réserve à la maille du périmètre du responsable de réserve
Agregio-Solutions	4.I Programmation et 4.J	Nous remarquons qu'aucune date sur le passage à une programmation SSY à la maille 0.1 MW pour l'EDP n'est indiquée. De même pour les offres en activation RS, aujourd'hui à la maille du MW pour l'EDR. Cette résolution d'1 MW compromet le développement de nombreux projets, principalement les projets de petites et moyennes tailles. Aura t-on prochainement de la visibilité sur une éventuelle évolution de ces règles ?	Passage de la programmation et de la remise d'offres en énergie à une maille 0.1 MW à partir d'une date SY xx à définir, dans l'objectif de donner de la visibilité aux acteurs	RTE n'a pas communiqué d'engagement sur une date de mise en œuvre de la programmation et remise d'offres en énergie à une maille 0,1 MW. La feuille de route SI de RTE est chargée et de telles évolutions ne seront pas réalisables dans les deux prochaines années. RTE propose d'échanger sur ce point lors du prochain cycle de concertation.
Agregio-Solutions	SY6.2.1	Les sites de soutirage raccordés en RPD BT INF 36 ne bénéficieront pas de la correction des énergies effacés. Pourquoi?	Proposer l'ouverture du modèle « corrigé » aux sites sous CARD-S raccordés en BT INF36.	RTE ne propose pas une évolution de l'application du modèle de versement corrigé, mais une harmonisation avec les règles MA. Les énergies des sites de soutirage RPD raccordés en BT inf 36 font l'objet d'une correction agrégée à la maille du périmètre RE. RTE refuse la proposition.

Agregio-Solutions	Annexe 12, 4.A12.2.5	"Les unités ou groupes LER fournissant des FCR ayant obtenu leur certificat d’aptitude avant la date SY21 devront respecter la durée de TminLER 30 minutes à partir de leur réévaluation d’aptitude, conformément à l’article 155 (6) (a) de [3], réalisée après 10 ans à partir de la date SY21." De notre compréhension, les actifs certifiés avant la date SY21 devront respecter la durée TminLER 30 uniquement à partir des réevaluations d'aptitude ayant lieu 10 ans après la date SY21. Donc en particulier, si un actif déjà certifié avant la date SY21 doit réevaluer son certificat 5 ans après la date SY21 (conformément à l'article 4.G.4 des règles SSYf) , l'actif devra uniquement respecter la durée TminLER 15 (et non pas TminLER 30) ?		RTE valide cette compréhension. RTE rappelle toutefois que ces modalités n'ont pas été acceptées par les régulateurs européens et reste alors soumise à leur approbation avant leur entrée en vigueur. Par conséquent, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs.
Alpiq	4.C.2	Dérive des dates pivots : Nous n'avons pas de visibilité pour la Date SY1 ex date G', ex date G, initallement Date G en T4 2021, en régle V6).	Apres 4 ans de décalage, nous souhaiterions une date et un engagement sur la date SY1	La mise en œuvre de la date SY1 n’était réalisable qu’après la date SY14, notifiée au 1er septembre 2025. RTE conserve l'échéance de S1 2026 comme date prévisionnelle de SY1.
Alpiq	4.M.2.2.2.	Clefs de Répartition de l'énergie : Alpiq souhaiterait aligner les dispositions prévues à l'article 2.L.6.1.2 sur la clefs de répartition des énergies activées par site pour le MA sur les SSYf.	Appliquer les mêmes modalités proposés pour la correction des énerges des sites ayant eu une activation au MA	RTE remercie Alpiq pour ce retour. Il n'est pas possible d'aligner les dispositions entre MA et SSY car les Acteurs d'Ajustement ont demandé à avoir un délai de plusieurs semaines pour transmettre des clés de qualité.

Alpiq	4.S.7.3.	Erreur de formulation : ce n'est pas le RR qui redéclare, c'est le responsable de programmation		D'après le §4.F.2.3.1, le Resposanble de Réserve est également le Responsable de Programmation des EDP constituant ses EDR. RTE propose de clarifier en remplaçant "le Responsable de Réserve" par "le Responsable de Réserve, en sa qualité de Responsable de Programmation, ..."
Alpiq	4.S.7.3.	Y compris sur le RPT, en fonction des configurations des installations et de l'impact des limitations, il n'y a pas forcement obligaton de redéclarer à 0 mais plutôt de prendre en compte la limitations sur la gestion de la fourniture des réserves.	Si le Site est raccordé au RPT alors le Responsable de Programation doit redéclarer le Programme d'Appel en Services Système fréquence de l'EDP contenant ce site en prenant en compte l'impact estimé de la limitation dans les programmes d'appels redéclarés.	RTE considère que les conditions de réglage pour lesquelles l'EDR est certifiée ne sont plus totalement respectées en cas de limitation d'un site inclus dans cette EDR, notamment si ce site est un LER et que la gestion de la puissance de consigne est un axe important de sa certififctaion. RTE note également qu'à date, aucun site ne participe encore dans le cadre de la disposition transitoire et qu'ainsi, RTE n'a pas encore le recul nécessaire pour comprendre le comportement des EDR, EDP et sites au cours d'une limitations. RTE propose donc au cours du REX de la disposition transitoire 4.S.7, qui sera fait lorsque le nombre de sites participant sera suffisant, de rééxaminer cette interdication de régler la fréquence pour le site limité.
Alpiq	4.S.8	Périmètre de l'article : Participation expérimentale des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire. L'Hydraulique peut etre considérée comme une énergie renouvelable.	Peut on clairifier si ils'agit des énergies éolienne et solaire ?	Le cadre construit par RTE s'adresse aux entités de réserve dont les triplets [P0, K, Pr] ne sont pas estimables selon la méthodologie décrite à l'Article 4.L.3.2.1. Les cas qui ont aujourd'hui été anticipés concernent la participation de parcs solaires et éoliens aux SSYf. RTE propose de retirer la mention aux "énergies renouvelables" pour ne conserver que l'estimation du triplet.
Alpiq	4.S.8	Alpiq souhaiterait que soit clarifié les critères de pénalisation des programmes des EDP avec la demande de RTE de prendre des marges pour la fournitures de l'aFRR :	Ces parcs pourraient il sortir de la surveillance de la programmation des EDP ?	La participation aux SSYf n'exonère pas le responsable de programmation de son obligation de programmation auprès de RTE. La participation des EnR aux SSYf ne constitue donc pas un cas d'exception à la surveillance de programmation mais l'adaptation des seuils de défaillance d'EDP pourra être adaptée à ce cas-là.

Alpiq	4.S.8	RTE propose que le coût de l'énergie abattue pour garantir les bandes de réserves est à prendre en compte dans les prix d'offres capacitaires et d'énergie du responsable de réserve. Alpiq rappelle que le RE est différent du RR. En indiquant cela, cela suppose que le RR et le RE doivent échanger des informations sensibles sur la position de son périmetre et des informations confidentielles sur les modalités de pilotage du RR pour fournir la réserve. Le RR devrait alors compenser le RE de la part abatue pour la bonne réalisation des SSY de facon à (i)corriger le périmetre, et (ii)compenser le producteur de son prix de rachat et de l'éventuel complément de rémunération, de la production "limitée" pour la réalisation du service.	RTE souhaitant cette évolution pour satisfaire à l'obligation qu'il a mis dans les capacités constructives, Alpiq souhaiterait que RTE corrige le périmetre RE du site des énergies activées, et également de la limitation engendrée "l'énergie abbattue" par la réalisation de l'aFRR. En effet, RTE aura toutes les télémesures des Puissances estimées et limitées, et est le seul acteur neutre à pouvoir corrigés les périmètres sans danger de transmission d'informations sensibles entre acteurs.	La participation aux SSYf par un site d'injection ou groupe de production peut nécessiter de prendre une marge en plus de la bande de réserve programmée. Lors de la participation d'un actif EnR aux SSYf, cette marge permet de couvrir l'erreur d'estimation, mais peut aussi être présente pour d'autres raisons sur un autre site d'injection ou groupe de production. RTE refuse de modifier le modèle de traitement des énergies pour les sites d'injection / groupes de production.
Alpiq	4.G	Date SY21 : Passage de la valeur de TminLER de 15 minutes à 30 minutes. RTE préfigure la décision de l'ACER sur le changement de Tmin LER. La transcription de la décision de l'ACER devra en effet être inscite dans les régles et, également dans la DTR pour les capacités constructives et les fiches de tests. Alpiq propose d'attendre les modalités de décision de l'ACER pour la date d'effet et la rétroactivité ou non du Tmin LER. A minima, Alpiq souhaiterait que les cahiers des charges de capacité constructives emis par RTE avant la date SY21 ne soient pas impactés par ce changement, si il y en a un .	"pendant une durée de 15 minutes avant la date SY21 et 30 minutes pour les EDR ayant recu leur cahiers des charges capacité constructives ou pour les entités non soumis à CDC, envoyés leur dossier de certification partir de la date SY21 "	La proposition soumise par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale n'ayant en effet pas encore été approuvée par les régulateurs, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs. RTE prend note de la remarque d'Alpiq et prévoira de mettre à jour la DTR une fois le passage au TminLER 30 minutes approuvé.

Boralex	4.S.6	Contexte : Le paragraphe suivant a été supprimé : "*Le Responsable de Réserve peut ajouter ou retirer des Sites de son Entité de Réserve, sans qu'un nouvel examen de l'Aptitude puisse être exigé par RTE, si le nombre total des Sites ajoutés et/ou retirés est inférieur à 10% du nombre de Sites initial en cumulé. RTE examinera alors au cas par cas les éventuels besoins de recertification*". Il a été ajouté ce qui suit : "*RTE peut exiger un examen de l'Aptitude conformément à l'Article 4.G à chaque MW de réserve supplémentaire.* *En cas de changement des modalités de pilotage de l'Entité de Réserve et du type d'entités techniques pilotées, le Responsable de Réserve devra obtenir une nouvelle Certification d'Aptitude conformément à l'Article 4.G.*" Analyse BORALEX : estime que le cumul de ces modifications ne semble pas justifié.	Remplacer par la rédaction suivante : "*Le Responsable de Réserve peut ajouter ou retirer des Sites de son Entité de Réserve, sans qu'un nouvel examen de l'Aptitude puisse être exigé par RTE, si le nombre total des Sites ajoutés et/ou retirés est inférieur à 10% du nombre de Sites initial en cumulé. RTE examinera alors au cas par cas les éventuels besoins de recertification.* *Toutefois, en cas de changement des modalités de pilotage de l'Entité de Réserve et du type d'entités techniques pilotées, le Responsable de Réserve devra obtenir une nouvelle Certification d'Aptitude conformément à l'Article 4.G.*"	RTE a en effet retiré le premier paragraphe du chapitre 4. Le deuxième paragraphe mentionné est cependant présent dans la version en application du chapitre 4 (v1.1). RTE l'a déplacé pour clarifier la rédaction du cadre de certification "sous réserve de réalisation des essais" pour les EDR diffuses. Ce cadre est redondant avec l'exigence de seuil d'évolution du périmètre de 10%, ce qui a justifié la suppression du seuil. L'ajout / retrait de sites de l'EDR est ainsi encadré par la "certification sous réserve de réalisation des essais" en cas d'augmentation de la capacité de réglage, et libre sans d'autres modifications (pilotage, type de sites, ...). RTE conserve la rédaction proposée en consultation.
Boralex	4.S.6.1.3	Contexte : Dans cet article modifié, il est indiqué : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la Certification d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais pour les EDR diffuses une fois un niveau significatif de participation atteint*" Analyse BORALEX : n'est pas opposé à cette disposition mais considère qu'un délai pour ce retour d'expérience doit être indiqué.	Remplacer par la rédaction suivante : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la Certification d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais pour les EDR diffuses une fois un niveau significatif de participation atteint. Ce délai sera de XX mois.*" XX est à proposer par RTE en fonction de ce qu'il considère être nécessaire pour ses analyses.	RTE remercie BORALEX pour son retour. L'objectif de RTE est de fournir un REX complet qui permette d'établir un cadre pérenne pour la participation d'EDR diffuses. Or, RTE juge qu'afin d'établir un REX pertinent, il est nécessaire d'avoir atteint un niveau de participation important d'EDR diffuses à la disposition transitoire, notamment afin de s'assurer d'avoir couvert tous les cas spécifiques possibles qui rentreraient dans le cadre de la disposition et qui n'auraient pas été anticipés au moment de la mise en place du cadre expérimental. La réalisation du REX est donc mécaniquement dépendante du nombre de participations à la disposition transitoire, et ne peut donc être relié à un délai contraint. RTE maintient donc sa proposition, en réaffirmant néanmoins son intention de partager de manière transparente son retour d'expérience sur la participation des EDR diffuses dès que le niveau de participation à la disposition transitoire le permet.

Boralex	4.S.7.5	Contexte : Dans cet article modifié, il est indiqué : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la participation des Sites soumis à limitation préventive une fois un niveau significatif de participation atteint*" Analyse BORALEX : n'est pas opposé à cette disposition mais considère qu'un délai pour ce retour d'expérience doit être indiqué.	Remplacer par la rédaction suivante : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la participation des Sites soumis à limitation préventive une fois un niveau significatif de participation atteint. Ce délai sera de XX mois.*" XX est à proposer par RTE en fonction de ce qu'il considère être nécessaire pour ses analyses.	RTE remercie BORALEX pour son retour. L'objectif de RTE est de fournir un REX complet qui permette d'établir un cadre pérenne pour la participation des sites soumis à limitation. Or, RTE juge qu'afin d'établir un REX pertinent, il est nécessaire d'avoir atteint un niveau de participation important de sites soumis à limitation à la disposition transitoire, notamment afin de s'assurer d'avoir couvert tous les cas spécifiques possibles qui rentreraient dans le cadre de la disposition et qui n'auraient pas été anticipés au moment de la mise en place du cadre expérimental. La réalisation du REX est donc mécaniquement dépendante du nombre de participations à la disposition transitoire, et ne peut donc être relié à un délai contraint. RTE maintient donc sa proposition, en réaffirmant néanmoins son intention de partager de manière transparente son retour d'expérience sur la participation des sites soumis à limitation dès que le niveau de participation à la disposition transitoire le permet.

Boralex	4.S.8.3	Contexte : Dans cet article modifié, il est indiqué : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la participation des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire une fois un niveau significatif de participation atteint.*" Analyse BORALEX : n'est pas opposé à cette disposition mais considère qu'un délai pour ce retour d'expérience doit être indiqué.	Remplacer par la rédaction suivante : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la participation des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire une fois un niveau significatif de participation atteint. Ce délai sera de XX mois.*" XX est à proposer par RTE en fonction de ce qu'il considère être nécessaire pour ses analyses.	RTE remercie BORALEX pour son retour. L'objectif de RTE est de fournir un REX complet qui permette d'établir un cadre pérenne pour la participation de sites d'injection et GDP à partir d'énergies renouvelables. Or, RTE juge qu'afin d'établir un REX pertinent, il est nécessaire d'avoir atteint un niveau de participation important de sites concernés à la disposition transitoire, notamment afin de s'assurer d'avoir couvert tous les cas spécifiques possibles qui rentreraient dans le cadre de la disposition et qui n'auraient pas été anticipés au moment de la mise en place du cadre expérimental. La réalisation du REX est donc mécaniquement dépendante du nombre de participations à la disposition transitoire, et ne peut donc être relié à un délai contraint. RTE maintient donc sa proposition, en réaffirmant néanmoins son intention de partager de manière transparente son retour d'expérience sur la participation des sites d'injection et GDP à partir d'énergies renouvelables dès que le niveau de participation à la disposition transitoire le permet.
Boralex	4.S.9.3	Contexte : Dans cet article modifié, il est indiqué : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la Certification d'Aptitude d'une Entité de Réserve similaire une fois un niveau significatif de certification atteint.*" Analyse BORALEX : n'est pas opposé à cette disposition mais considère qu'un délai pour ce retour d'expérience doit être indiqué.	Remplacer par la rédaction suivante : "*RTE doit établir un retour d'expérience concernant la Certification d'Aptitude d'une Entité de Réserve similaire une fois un niveau significatif de certification atteint. Ce délai sera de XX mois.*" XX est à proposer par RTE en fonction de ce qu'il considère être nécessaire pour ses analyses.	RTE remercie BORALEX pour son retour. L'objectif de RTE est de fournir un REX complet qui permette d'établir un cadre pérenne pour l'allégement de la certification. Or, RTE juge qu'afin d'établir un REX pertinent, il est nécessaire d'avoir atteint nombre important de demande de certifications s'inscrivant dans cette disposition transitoire. La réalisation du REX est donc mécaniquement dépendante du nombre de participations à la disposition transitoire, et ne peut donc être relié à un délai contraint. RTE maintient donc sa proposition, en réaffirmant néanmoins son intention de partager de manière transparente son retour d'expérience sur ce cadre allégé de certification dès que le niveau de participation à la disposition transitoire le permet.

Boralex	A.A12.2.5	Contexte : Dans cet article modifié, concernant la Durée TminLER, il est indiqué : "*Cette durée est de 15 minutes avant la date SY21. A partir de la date SY21, cette durée sera de 30 minutes pour les nouvelles unités ou groupes LER fournissant des FCR ou réévaluant leur certificat d'aptitude conformément à l'article 155 (6) (b) et (c) de [3].*" Analyse BORALEX : n'est pas opposé à cette disposition mais considère que certaines conditions ne devraient pas amener à un besoin de réévaluation du certificat d'aptitude, notamment un simple changement d'agrégateur pour l'actif concerné déjà certifié.	Remplacer par la rédaction suivante : "*Cette durée est de 15 minutes avant la date SY21. A partir de la date SY21, cette durée sera de 30 minutes pour les nouvelles unités ou groupes LER fournissant des FCR ou réévaluant leur certificat d'aptitude conformément à l'article 155 (6) (b) et (c) de [3]. Les unités fournissant déjà des FCR et ne procédant qu'un un changement d'EDR ou d'agrégateur seront exemptées de cette modification de Durée TminLER et conserveront la contrainte initiale.*"	La proposition soumise par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale n'ayant pas encore été approuvée par les régulateurs, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs.
Corsica Sole	4.F.2.4.1.1	La référence à la notion d'"utilisateur du GdP" ne correspond à aucune définition. Ne faut-il pas plutôt se référer à la notion de simple "utilisateur".	§6 : "Pour rattacher un Site **ou un GdP** à une Entité de Réserve, le Responsable de Réserve doit avoir obtenu l'accord préalable et écrit, éventuellement par voie électronique, de l'Utilisateur ~~**du GDP ou Site**~~."	RTE accepte la modification proposée.

Corsica Sole	4.F.2.4.1.1	Les §6 et suivants apparaissent comme une intrusion non justifiée dans les relations contractuelles entre le Responsable de Réserves et l'Utilisateur. RTE peut uniquement prévoir dans les Règles les obligations à la charge de son co-contractant, le Responsable de réserves qu'il se chargera de répercuter dans son contrat d'agrégation à l'Utilisateur. A ce titre, la référence à un « accord » est inappropriée. Il est proposé une nouvelle clause plus proche de ce qui est acceptable juridiquement. Par ailleurs, RTE n'a pas à « faire le tri » dans les contrats d'agrégation que l'Utilisateur serait susceptible d'avoir conclu pour déterminer celui qui est valable. Les contrats engagent les 2 parties qui l'ont signées, sans qu'un tiers puisse déterminer leur validité ou non. RTE ne peut pas prévoir dans les Règles conclues avec le Responsable de Réserves que le Contrat d'agrégation soit transmis au GRT/GRD auquel le Site est raccordé. D'ailleurs, il n'est pas précisé les conditions de transmission d'un tel accord et notamment sur quels motifs.	Remplacer le § 6 et suivants par les dispositions suivantes : **Pour chaque Entité de Réserve, le Responsable de Réserve s'engage à :** **– agir en vertu d'un contrat conclu avec l'Utilisateur portant sur la participation de son Site ou du GdP aux Services Système ;** **– s'être assurer que l'Utilisateur n'est pas, à la date de rattachement effective de son Site ou du GdP au Périmètre de Réserve, lié contractuellement avec un autre Responsable de Réserve ;** **– avoir reçu l'autorisation de l'Utilisateur de transmettre les données de télémesure du GDP ou du Site à RTE ;** **– avoir reçu l'autorisation de l'Utilisateur de recevoir et transmettre à RTE et au GRD auquel le Site ou le GdP est raccordé, les informations nécessaires à la bonne exécution des Services Système mentionnées à l'article E37 des Règles, y compris des informations commercialement sensibles ;** **– avoir l'autorisation de l'Utilisateur permettant au GRD de transmettre les courbes de charge du Site ou du GdP à RTE et au Responsable de Réserve ;** **– l'autorisation ; dans les cas visés à l'article XX et suite à une demande motivée de RTE, d'accéder aux équipements présents sur le Site de l'Utilisateur, afin de procéder aux vérifications nécessaires concernant les systèmes de télémesure, de transmission et des chaînes de commande de l'activation des réserves.**	RTE accepte la formulation proposée, sous réserve de quelques modifications, mais considère que les paragraphes précédents, relatifs à la forme de l'autorisation et à sa durée, ainsi qu'aux paragraphes suivants, relatifs à la validité de l'autorisation et aux vérifications par les gestionnaires de réseau qui s'y rapportent, doivent être conservés.
Corsica Sole	4.F.2.4.1.1	Si RTE souhaite recevoir une attestation signée par l'Utilisateur, il peut être opportun de prévoir une nouvelle annexe aux Règles présentant ces engagements que le Responsable de Réserves s'engage à faire signer à l'Utilisateur. Cette obligation peut faciliter les travaux de vérification du GRT et être demandé pour les nouvelles demandes de qualification (flux) et dans un délai convenu pour gérer le stock.		RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3, en lien avec l'évolution d'un modèle d'accord soutirage commun pour les chapitres NEBCO, MA et SSYf.

Corsica Sole	4.S.7.2.	Dans un souci de clarté, il est proposé un nouveau wording.	Pour être éligible, un Site doit : – Bénéficier **d'un raccordement** au RPT ou RPD **dont la Convention de raccordement mentionne** des limitations préventives, temporaires ou pérennes, à l'injection ou au soutirage, à la charge du titulaire dudit contrat ; – Être soumis à au plus 3000h de limitation par an, injection et soutirage confondus**, en application de la Convention de raccordement** ; **– Si le Site est raccordé au RPT, l'Entité de Programmation comprend uniquement ledit Site.**	RTE remercie Corsica Sole pour cette proposition et la prend en compte dans à la version de saisine des règles.
Corsica Sole	4.S.7.2.	Dans un souci de clarté, il est proposé un nouveau wording.	Dans le cas où **le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution transmet un ordre de limitation** après le résultat des Appels d'Offres journaliers capacitaires de Réserve Primaire ou Secondaire :	RTE remercie Corsica Sole pour cette proposition et la prend en compte dans à la version de saisine des règles.
Corsica Sole	4.S.8.1.	Dans un souci de clarté, il est proposé de se référer aux termes définis au chapitre 0.	Pour participer à l'expérimentation, le Responsable de Réserve doit présenter à RTE un projet décrivant les modalités du processus permettant le réglage de la fréquence, les stratégies permettant la tenue de la fourniture de la Réserve, les méthodes d'estimation du productible **du Site de Production**, les modalités de mesure de la fréquence et de réception du niveau, un planning détaillé des étapes envisagées pour la mise en œuvre du projet et l'implantation géographique prévue. Les **Sites de Production** à partir d'énergies renouvelables constitutives de l'EDR doivent respecter un seuil de qualité d'estimation défini dans les trames de certification, citées à l'article 4.S.8.2. Le cadre expérimental ne permet pas de s'exempter **des dispositions législatives et réglementaires nationales et européennes**.	Propositon DJ : RTE accepte les modifications proposées, mais considère que les termes "GDP ou Site d'injection" doivent être préférés à "Site de Production".

EDF	4.S.8. Participation expérimentale des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire --> 4.S.8.2. Fonctionnement transitoire	EDF accueille favorablement la disposition transitoire 4.S.8 proposée par RTE, qui constitue une avancée utile pour faciliter l'accès des installations de production d'électricité à partir des EnR aux mécanismes de Réserve Primaire et Secondaire. Premièrement, EDF propose de clarifier le champ d'application en renommant l'article Participation expérimentale des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables non synchrones (...). Cette expérimentation va dans le sens d'une meilleure intégration des EnR aux SSYf. EDF souligne toutefois que cette disposition, de nature expérimentale, doit s'accompagner d'un cadre de certification provisoire. À l'issue de la période transitoire fixée au 1er octobre 2027, il conviendra que toutes les installations concernées puissent intégrer un processus de certification pérenne, aligné avec celui des autres capacités, afin de garantir que le même niveau de service soit rendu avec des exigences équivalentes pour l'ensemble des technologies.	EDF propose de remplacer au 4.S.8.2 le paragraphe suivant « Les Certificats d'Aptitude attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée au 1er octobre 2027. À l'issue de cette période, les Entités de Réserve non conformes ou dont le fonctionnement a été jugé non satisfaisant par RTE ne verront pas leur Certificat d'Aptitude reconduit. » par « Les Certificats d'Aptitude attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée au 1er octobre 2027. À l'issue de cette période, les Entités de Réserve non conformes ou dont le fonctionnement a été jugé non satisfaisant par RTE ne verront pas leur Certificat d'Aptitude reconduit. Par ailleurs, les installations conformes devront intégrer un processus de certification pérenne.".	Le cadre construit par RTE s'adresse aux entités de réserve dont les triplets [P0, K, Pr] ne sont pas estimables selon la méthodologie décrite à l'Article 4.L.3.2.1. Les cas qui ont aujourd'hui été anticipés concernent la participation de parcs solaires et éoliens aux SSYf. RTE propose de retirer la mention aux "énergies renouvelables" dans le titre et corps du paragraphe. Concernant les certificats d'aptitude, RTE conserve la rédaction actuelle. Le cadre transitoire permet d'apporter de la flexibilité dans l'évolution du processus de certification. Ces évolutions intégreront le cadre pérenne des règles SSYf. Les certificats conformes à l'issu de la période transitoire resteront ainsi conformes.
EDF	4.G.3. Processus de Certification d'Aptitude + 4.S.8. Participation expérimentale des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire	EDF souhaite souligner l'importance de bien encadrer la suite du dispositif expérimental prévu à l'article 4.S.8.2, relatif à la participation des ENR non synchrones aux SSYf. À ce titre, EDF demande à RTE de (i) confirmer que les capacités constructives ne seront pas automatiquement considérées comme des capacités marché pendant la période transitoire et (ii) de garantir l'harmonisation des exigences entre le raccordement (cf. article 8.3.1 de la DTR) et les règles applicables aux SSYf.		Les capacités constructives (CC) établies conformément à l'article 8.3.1 de la DTR, applicable aux parcs non synchrones de générateurs, y compris en mer, sont redevables des mêmes obligations de participation aux marchés capacitaires SSYf que les autres CC. La DTR n'impose pas une méthode de participation aux SSYf et les parcs peuvent aujourd'hui valider leurs CC via la méthode "palier" présentée par RTE. RTE prend en compte la remarque d'EDF et harmonisera les trames de la DTR avec les trames de certification en SSYf, une fois le cadre pérenne établi.

EDF	4.S.8.3. Retour d'expérience et étude d'extension de la participation	EDF accueille favorablement la proposition de RTE de réaliser un retour d'expérience sur cette expérimentation. Il serait souhaitable que ce rapport puisse être rendu public, avec un niveau de détail suffisant sur les performances observées et les volumes de services fournis, tout en veillant à préserver la confidentialité des données commercialement sensibles.	EDF propose de remplacer ce paragraphe « RTE doit établir un retour d'expérience concernant la participation des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire une fois un niveau significatif de participation atteint. Ce retour d'expérience devra intégrer une analyse des performances et le volume de Services Système fournis par les GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables. » par « RTE doit établir un retour d'expérience concernant la participation des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire, un an après la certification de la première EDR et une deuxième fois avant la date limite. Ce retour d'expérience, qui sera rendu public, intégrera une analyse des performances observées, des volumes de services effectivement fournis, ainsi que des enseignements opérationnels tirés de l'expérimentation. La publication de ce rapport devra s'effectuer dans le respect de la confidentialité des données commercialement sensibles. »	RTE remercie EDF pour son retour. L'objectif de RTE est de fournir un REX complet qui permette d'établir un cadre pérenne pour la participation de sites d'injection et GDP à partir d'énergies renouvelables. Or, RTE juge qu'afin d'établir un REX pertinent, il est nécessaire d'avoir atteint un niveau de participation important de sites concernés à la disposition transitoire, notamment afin de s'assurer d'avoir couvert tous les cas spécifiques possibles qui rentreraient dans le cadre de la disposition et qui n'auraient pas été anticipés au moment de la mise en place du cadre expérimental. La réalisation du REX est donc mécaniquement dépendante du nombre de participations à la disposition transitoire, et ne peut donc être relié à un délai contraint ni uniquement être relié à la certification d'une seule EDR. RTE maintient donc sa proposition, en réaffirmant néanmoins son intention de partager de manière transparente son retour d'expérience sur la participation des sites d'injection et GDP à partir d'énergies renouvelables dès que le niveau de participation à la disposition transitoire le permet.
EDF	4.S.7.3. Action à mener suite à réception d'un ordre de limitation	RTE propose que, si un Site a été informé d'un ordre de limitation au moins deux heures avant le début effectif de celle-ci, le Bilan de Réserve au Programme d'Appel du Responsable de Réserve soit impacté dès la première minute de limitation, via la redéclaration du Programme d'Appel. EDF suggère que, dans ce cas, seul le Bilan de Réserve au Programme de Marche soit affecté, et non celui au Programme d'Appel. En cas de Bilan de Réserve négatif au Programme de Marche, l'acteur concerné verserait une indemnité liée au surcoût S. Cette approche permettrait aux acteurs d'intégrer cette contrainte fixe dans leurs offres. La composante liée au surcoût S étant révisée annuellement, elle offre une meilleure prévisibilité que les pénalités associées à un Bilan de Réserve négatif au Programme d'Appel, lesquelles sont indexées sur les prix SPOT / AO RS.	EDF propose de remplacer le paragraphe suivant "Si le Site a été informé de l'ordre de limitation au moins 2h avant que celle-ci ne débute, le Bilan de Réserve au Programme d'Appel du Responsable de Réserve est impacté dès la première minute de limitation par la redéclaration du Programme d'Appel ;" par "Si le Site a reçu l'ordre de limitation au moins deux heures avant que celle-ci ne débute, le Bilan de Réserve au Programme de Marche du Responsable de Réserve est impacté dès la première minute de limitation par la redéclaration du Programme de Marche par RTE.".	RTE considère qu'une limitation préventive d'un site qui n'ouvre pas droit à une indemnisation selon son Contrat d'Accès au Réseau, et qui empêcherait sa participation aux SSY, s'apparente à une Indisponibilité Fortuite sur le site en question et doit donc en ce sens être traitée de la sorte. Le traitement proposé par RTE est conforme au traitement de toute Indisponibilité Fortuite qui ne relève pas de la responsabilité de RTE, encadré par l'article 4.M.3.1.2. RTE propose donc de conserver la disposition.

EDF	4.S.7.3. Action à mener suite à réception d'un ordre de limitation	L'ordre de limitation empêche actuellement tout fonctionnement en mode dissymétrique, RTE considérant qu'un site en limitation ne peut plus du tout contribuer au SSYf. EDF propose d'étudier une évolution des règles afin de permettre, lorsque les conditions techniques le permettent, un fonctionnement dissymétrique même sous contrainte de limitation. Une telle évolution offrirait la possibilité de maintenir une contribution partielle au SSYf malgré une limitation réseau, évitant ainsi une exclusion automatique lors de ces épisodes.		RTE considère que les conditions de réglage pour lesquelles l'EDR est certifiée ne sont plus totalement respectées en cas de limitation d'un site inclus dans cette EDR, notamment si ce site est un LER et que la gestion de la puissance de consigne est un axe important de sa certifictaion. RTE note également qu'à date, aucun site ne participe encore dans le cadre de la disposition transitoire et qu'ainsi, RTE n'a pas encore le recul nécessaire pour comprendre le comportement des EDR, EDP et sites au cours d'une limitation. RTE propose donc au cours du REX de la disposition transitoire 4.S.7, qui sera fait lorsque le nombre de sites participant sera suffisant, de réexaminer cette interdication de régler la fréquence pour le site limité.
EDF	4.P.1. Liste des Indicateurs et informations publiques	EDF demande à ce que RTE mette à disposition, via les API, les besoins en énergie aFRR ainsi que les volumes activés toutes les 4 secondes, en cohérence avec les prix.		RTE note la proposition. Nous étudions actuellement la faisabilité de leur publication via les API, avec pour objectif une mise en ligne d'ici la fin de l'année. Ces données ne sont pas exigées par la réglementation européenne ; nous ne rendrons donc pas leur publication obligatoire dans nos règles de marché. Nous vous tiendrons au courant de l'avancement.
EDF	4.S.2. Participation expérimentale des Sites de Stockage Stationnaires à la Réserve Secondaire	Dans le cadre de l'évolution des modalités de certification des EDR pour les SSYf, EDF demande à RTE de confirmer que la certification en RS d'EDR à Réservoir à Énergie Limitée, notamment les batteries, sur une durée de 15 minutes est possible. Cette possibilité permettrait une meilleure valorisation des capacités de stockage.		RTE confirme que la programmation constante d'aFRR doit être réalisée sur un pas d'au moins 15 minutes d'après le chapitre 2 des règles de marchés. Cependant, les simulations requises dans la trame aFRR pour valider la gestion de charge sont difficilement déclinables dans le cas d'une programmation discontinue d'aFRR. RTE étudiera prochainement une adaptation de la trame de certification en aFRR pour couvrir plus de cas de programmation discontinue d'aFRR.

EDF	4.S.2. Participation expérimentale des Sites de Stockage Stationnaires à la Réserve Secondaire	Bien que 160 MW de RS soient déjà certifiés sur la filière, dont 40 MW depuis plus d’un an, RTE n’envisage pas, à ce stade, de sortir du cadre expérimental dans la prochaine version des règles. Ce maintien du cadre expérimental n’est toutefois pas justifié dans le rapport d’accompagnement. Par ailleurs, lors de la concertation, RTE n’a communiqué aucune échéance concernant la présentation d’un retour d’expérience sur la participation des Sites de Stockage Stationnaires à la RS. EDF propose donc d’ajouter une échéance à fin janvier 2026, ce qui correspondrait à une période de plus d’un an avec au moins 80 MW certifiés.	EDF propose de remplacer le premier pragraphe du 4.S.2.3 par "RTE doit établir un retour d’expérience concernant la participation des Sites de Stockage Stationnaires à la Réserve Secondaire avant le 31 janvier 2026. Ce retour d’expérience devra intégrer une analyse des performances et le volume de Services Système fournis par les Sites de Stockage Stationnaires. Ce retour d'expérience sera rendu public avec une présentation en concertation et une publication sous Concerte. La publication de ce rapport devra s’effectuer dans le respect de la confidentialité des données commercialement sensibles."	RTE remercie EDF pour son retour. L'objectif de RTE est de fournir un REX complet qui permette d'établir un cadre pérenne pour la participation du stockage à l'aFRR. Or, RTE juge qu'afin d'établir un REX pertinent, il est nécessaire d'avoir couvert tous les cas spécifiques possibles qui rentreraient dans le cadre de la disposition et qui n'auraient pas été anticipés au moment de la mise en place du cadre expérimental. La réalisation du REX est donc mécaniquement dépendante des conditions de participations à la disposition transitoire, et ne peut donc être relié à un jalon contraint. RTE maintient donc sa proposition, en réaffirmant néanmoins son intention de partager de manière transparente son retour d'expérience sur la participation du stockage dans la prochaine version v3 du chapitre 4.

EDF	Projet de trame de certification de l'aptitude au réglage secondaire de fréquence "Agrégats/Stockage"	EDF salue la proposition de RTE de simplification de la certification des EDR. En revanche, EDF considère que le processus de certification reste trop lourd et trop contraignant pour les actifs de stockage stationnaire. Au-delà du temps largement allongé de certification par rapport aux actifs de production synchrone qui induit une perte d'opportunité, le cadre actuel nuit à la pleine utilisation des capacités des actifs de stockage et aux perspectives de diversification du modèle d'affaire de la filière. Le conditionnement de la certification à la description fine de la stratégie de recharge, le calcul de la puissance de consigne et du contrôle commande associé ne permet pas de l'adapter en fonction d'un retour d'expérience. En l'état, il n'est par exemple pas possible de modifier sans recertification la valeur de SOC cible de l'algorithme de recharge, même si à l'usage il apparaît plus opportun d'utiliser une valeur différente. Cela implique aussi que le responsable de réserve fige sa stratégie commerciale de l'acteur au moment de la certification. Il est par exemple impossible de modifier la stratégie de couverture de l'énergie de recharge (lissage sur 30min, 1h, 2h etc en fonction de la liquidité sur les marchés infrajournaliers par exemple), au risque de perdre la certification ou de devoir recertifier l'EDR avec un délai de plusieurs mois et le financement d'études supplémentaires. En l'état, la finesse de la description demandée par RTE et le fait que celle-ci soit engageante pour toute fourniture de réserve empêche également la participation conjointe des actifs de stockage aux SSYf et à la puissance active sur un même pas de temps (ce qui implique de pouvoir programmer des niveaux de RP ou RS intermédiaires entre 0 et la valeur max certifiée et d'avoir une gestion de charge qui n'est pas uniquement dédiée aux SSYf). Or, la participation aux marchés de la puissance active est à la fois une réelle opportunité de développement pour la filière mais est aussi bénéfique pour le système électrique, voire sera indispensable dans les années à venir pour l'équilibrage de la fréquence. Il serait donc opportun d'envisager un rapprochement des exigences de certification vers celui de la production synchrone qui permet de programmer tous les niveaux intermédiaire entre 0 et RSmax une fois la certification obtenue. La nature des actifs étant très différente entre la production synchrone et le stockage stationnaire, il est compréhensible que les trames de certification soient différentes. Pour autant, EDF estime que la fourniture de simulations enveloppes, la fourniture d'abaques et le contrôle en temps réel des niveaux de SOC devraient suffire à garantir la qualité du		RTE remercie EDF pour sa remarque. Elle permettra d'alimenter les réflexions du cycle v3 des règles de marchés concernant la certification et le contrôle de performance.

		service rendu peu importe la programmation choisie par l'acteur.		
Energy Pool	Traitement des énergies pour les sites de soutirage RPD	Nous accueillons favorablement la mise en place du modèle de versement corrigé pour les sites CARD-s. Toutefois, l'échéance T1 2027 nous semble trop lointaine et incertaine et limite jusqu'à cette date la participation des sites RPD aux SSy, privant ainsi le marché d'une plus grande liquidité.	Intégrer la date pivot SY24 en 2026.	La mise en œuvre de la date SY24 nécessite des développements par RTE et les GRD. L'échéance de T1 2027 a été établie conjointement entre RTE et Enedis. RTE conserve l'échéance de T1 2027 pour la date SY24.
Energy Pool	Evolutions concernant la qualification d'aptitude des EDRs	Nous pensons que ces dispositions avantageraient les batteries et centrales de production et créeraient ainsi une distorsion de concurrence entre technologies. En effet, les conditions tenant à la similitude des contrôle commande, à la puissance, au même constructeur etc. ne pourraient pas être remplies par les actifs de soutirage (par exemple, dans le cas d'une électrolyse, le mode de pilotage peut être différent selon le modèle de l'électrolyse). Par ailleurs, nous regrettons que cela ne soit pas ouvert aux EDR mixtes: des actifs contenus dans une EDR mixtes ont déjà fait l'objet d'une vérification par RTE et pourraient aussi faire l'objet d'une certification allégée.	Alléger les contraintes de certification pour tous les actifs en contrepartie d'un contrôle de performance renforcé. A défaut, ouvrir l'exception aux EDR mixtes.	RTE confirme à EnergyPool son intention de mener une réflexion globale sur l'articulation entre la certification et le contrôle de performance au cours du cycle de concertation v3. Cette proposition d'allégement constitue donc uniquement une première étape vers une possible simplification globale et pérenne du processus de certification, la révision globale de l'articulation entre certification et contrôle nécessitant un travail approfondi. Dans la version de saisine des règles cependant, RTE propose d'assouplir les critères d'éligibilité à une certification d'EDR similaire par rapport aux critères proposés en concertation. Pour être éligible, par rapport à au moins 3 EDR déjà certifiées, l'EDR doit respecter les conditions suivantes: - Tous les actifs qui la composent sont similaires techniquement (même filière, même palier technique d'évolution, …) ; - Son contrôle commande est identique ; - Ses capacités en FCR (P_FCR) et en aFRR (P_aFRR) sont identiques, à l'exception des LER pour lesquels les capacités peuvent varier à condition que les ratios E_utile/P_FCR et E_utile/P_aFRR soient supérieurs ou égauxl ; - Sa puissance maximale est identique, à l'exception des LER pour lesquels la puissance maximale peut varier à condition que les ratios E_utile/P_FCR et E_utile/P_aFRR soient supérieurs ou égaux ; - Son mode de participation aux réserves est identique ; - Son mode de pilotage, et/ou sa gestion de stock si l'EDR est LER, est identique

Energy Traders Europe	Creation of a certification and control framework for renewable energy power generation facilities	As it is experimental, we would suggest a detailed analysis of the results to see if there is improved RES participation.		RTE est en accord avec la proposition. L'objectif de RTE est de fournir un REX complet qui permette d'établir un cadre pérenne pour la participation de sites d'injection et GDP à partir d'énergies renouvelables. Ce REX sera partagé de manière transparente dès que le niveau de participation à la disposition transitoire le permet.
Energy Traders Europe	Developments in the certification process for similar EDR (Entity responsible for reserves)	If the simplification procedure helps bring more participants to reserve management, it could be useful.		RTE remercie Energy Traders Europe pour son retour.
Energy Traders Europe	Harmonisation of the site agreement between Chapter 2 on MA and Chapter 4 on SSYf	No comment. We support keeping the coherence within market rules.		RTE remercie Energy Traders Europe pour leur retour.
Energy Traders Europe	Change to transitional provision 4.S.6 on changes to the composition of a Diffuse Reserve Responsible Entity	If it helps incentivise participation, we have no specific comment.		RTE remercie Energy Traders Europe pour leur réponse.

Energy Traders Europe	Integration of the change in the value of TminLER & evolution to 30 minutes	We understand that RTE wishes to have the rules ready for when the ACER decision is made. We wonder if it would not be more coherent to wait for the ACER decision in case of differences to RTE's input.		La proposition soumise par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale n'ayant en effet pas encore été approuvée, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs.
Energy Traders Europe	Other modifications	We welcome the modifications reflecting EU regulatory changes, such as the switch to 15 minutes for the Market Time Unit and the Imbalance Settlement Period.		RTE remercie Energy Traders Europe pour leur retour.
Engie	SY1	Accord-site : RTE propose de rendre obligatoire la signature d'un accord-site entre le site d'injection et le RR (déjà le cas pour les sites de soutirage). Cela permet d'obtenir l'accord de tout type de site participant aux SSY pour la transmission de ses données de comptage à RTE en vue du contrôle de ses performances. ENGIE approuve cette harmonisation. Cela dit, le contenu de cet accord-site est décrit au §4.F.2.4.1.1 des règles SSY, et un template Accord-Site est décrit dans les Dispositions Générales (A7) et valable pour tous les mécanismes de marché. Ne peut-on pas simplifier, n'y a-t-il pas de redondance ?		RTE est en accord avec Engie pour apporter des simplifications. RTE propose de soumettre ce sujet au prochain cycle de concertation des règles de marché v3, en lien avec l'évolution d'un modèle d'accord soutirage commun pour les chapitres NEBCO, MA et SSYf.

Engie	SY2	<u>Appel d'offre capacitaire de réserve secondaire :</u> Offres symétriques : Nous prenons note de la disparition des offres symétriques à compter de la publication des règles V2 compte-tenu des effets de bord potentiellement indésirables identifiés par la CRE sur le bon fonctionnement du marché de l'aFRR. Comme déjà remonté, ENGIE rappelle que cela pourra parfois induire une augmentation des prix de l'offre (cf. couts fixes, exemple « Must Run », divisés par des volumes plus faibles). Afin de modérer cette augmentation, nous serions favorables à une nouvelle réhausse du seuil des offres blocs (actuellement de 60MW). Il conviendra au préalable d'avoir un retour d'expérience sur la précédente réhausse de 20 à 60 MW.		RTE remercie Engie pour ce retour. Un retour d'expérience de la modification apportée sur le seuil maximal de puissance des offres indivisibles sera effectué et présenté en GT
Engie	SY2 / 4.H.4.4.1	<u>Evolution de l'algorithme</u> : RTE/CRE proposent l'ajout d'un nouveau module de Pricing qui intervient après sélection des offres (optimisation du prix marginal sur base des offres retenues). D'après RTE, ce module aurait pu réduire de 3,75% les couts de contractualisation sur S2 2024. ENGIE avait suggéré ce type d'amélioration lors des concertations menées sur la formation des prix. Nous sommes donc favorables, et jugeons l'algorithme proposé satisfaisant. 4.H.4.4.1 : en cas de solutions équivalentes, il avait été évoqué de retenir la solution qui minimise le Cout de Contractualisation. Cette proposition n'apparait pas dans ce projet de règle.		RTE remercie Engie pour ce retour et ajoute la précision relative à la minimisation du coût de contractualisation en cas de solutions équivalentes dans le paragraphe 4. H.4.4.1.

Engie	SY3	Tmin LER 30’ : Nous n’avons pas de remarque.		La proposition soumise par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale n'ayant pas encore été approuvée, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs.

Engie	SY4	Qualification d'aptitude des EDRs : RTE propose d'alléger le processus de certification lorsque 3 x EDR « similaires » ont déjà été certifiées via le processus complet. ENGIE approuve cette initiative, mais nous craignons néanmoins que les critères de similarité ne soient trop restrictifs (notamment ceux liés à la similarité technologique) : ils concernent des EDR identiques et non similaires. Les cas d'EDR identiques risquent d'être finalement assez rares, et donc cette évolution peu utile. Nous proposons d'assouplir les critères de la manière suivante : 1)Architecture identique, 2)Boitiers de pilotage potentiellement différents (propres à chaque site, difficile en effet d'imposer une marque), 3)Même type d'actifs, mais avec des caractéristiques techniques potentiellement différentes. En échange de cet assouplissement, nous pourrions éventuellement maintenir les tests de rampe, pour démontrer à RTE la performance de la nouvelle EDR.		RTE remercie ENGIE pour son retour. Dans la version de saisine des règles, RTE propose d'assouplir les critères d'éligibilité à une certification d'EDR similaire. Pour être éligible, par rapport à au moins 3 EDR déjà certifiées, l'EDR doit respecter les conditions suivantes: - Tous les actifs qui la composent sont similaires techniquement (même filière, même palier technique d'évolution, …) ; - Son contrôle commande est identique ; - Ses capacités en FCR (P_FCR) et en aFRR (P_aFRR) sont identiques, à l'exception des LER pour lesquels les capacités peuvent varier à condition que les ratios E_utile/P_FCR et E_utile/P_aFRR soient supérieurs ou égauxl ; - Sa puissance maximale est identique, à l'exception des LER pour lesquels la puissance maximale peut varier à condition que les ratios E_utile/P_FCR et E_utile/P_aFRR soient supérieurs ou égaux ; - Son mode de participation aux réserves est identique ; - Son mode de pilotage, et/ou sa gestion de stock si l'EDR est LER, est identique
Engie	SY4	Processus simplifié : Etape 1 : Dossier générique + partie spécifique à mettre à jour pour chaque nouvelle EDR : nous validons cette proposition. Elle fera gagner du temps à tout le monde, la partie « spécifique » étant restreinte et ne nécessitant a priori pas de validation formelle de RTE (mise à jour pour information)		RTE remercie ENGIE pour son retour.
Engie	SY4	Processus simplifié : Etape 1 : Simulations à refaire si le nombre d'actifs, la puissance ou l'énergie diffèrent -> nous proposons de refaire ce tests uniquement si le ratio Energie/Puissance varie. Dans la négative, le rejeu nous semble lourd et inutile.		RTE accepte la proposition d'ENGIE et modifiera le rapport d'accompagnement à la saisine en ce sens.
Engie	SY4	Processus simplifié : Etape 2 : Comme expliqué précédemment, en échange d'un assouplissement des critères d'éligibilité des EDR similaires, nous proposons de refaire le test de rampe pour démontrer le bon fonctionnement de l'EDR.		RTE remercie ENGIE pour son retour. Dans la version de saisine des règles, RTE propose d'assouplir les critères d'éligibilité, conformément au retour formulé précédemment, et maintient sa proposition de ne pas réaliser de test de rampe.

Engie	SY4	Emission du PV avec réserves : A l'émission du PV avec réserve de validation, le RR a 2 mois pour valider les performances en opérations : ce point peut être bloquant si l'EDR a des contraintes saisonnières (ex : saison de chauffe, MPE). Nous proposons de reprendre les modalités liées aux EDR diffuses, à savoir un délai de 2 mois à compter d'une programmation en aFRR supérieure à la capacité initialement certifiée (et 2 semaines en cas de programmation à la nouvelle puissance à certifier).		RTE accepte la proposition d'ENGIE et modifiera les règles en ce sens.
Engie	SY4.2.3	Contrôle en fonctionnement réel : Ces critères ne sont pas spécifiques aux EDR similaires, sont-ils bien valables pour tout test 8 heures ?		RTE remercie ENGIE pour sa remarque et proposera une mise à jour de la trame aFRR après concertation en GT SSYf.
Engie	SY4.2.3	Contrôle en fonctionnement réel : Ces attendus ne sont décrits que dans le document d'accompagnement. N'est-il pas possible de les préciser dans les trames de certification ? Cela permet au RR de savoir à partir de quand son test est exploitable par RTE.		RTE remercie ENGIE pour sa remarque et proposera une mise à jour de la trame aFRR après concertation en GT SSYf.
Engie	SY4	Cas des EDR en croissance : Ce point n'est pas spécifiquement décrit mais le cas d'une EDR existante, non diffuse et en croissance échappe aux dispositions simplifiées mises en œuvre actuellement uniquement pour le diffus. Il est nécessaire de simplifier les modalités de qualification d'EDR agrégeant plusieurs sites ne pouvant être qualifié de diffus. De même que pour le diffus, ces sites doivent être agrégés afin de pouvoir offrir plus de capacité à RTE puisque les capacités sont offertes par MW entiers. En l'état actuel des règles, l'ajout d'un site implique la requalification de l'ensemble de l'EDR et implique donc de perdre des heures de valorisations du portefeuille déjà qualifié.		RTE est en accord avec la proposition d'ENGIE et apportera cette précision dans le chapitre 4 et le rapport d'accompagnement.

Engie	SY4	Rappel des autres points remontés par ENGIE lors de l'enquête RTE de mars 2025 : ENGIE avait fait part des autres points ci-dessous, par ordre de priorité : •Impacts des tests 8 heures sur le PRE (cf. prix artificiels pour faire varier le signal Ni en entrant/sortant du merit order) -> RTE prévoit l'utilisation d'une chronique de niveau N préconstruite. A planifier. •Possibilité de valoriser la capacité pendant les tests 8 heures (d'autant plus nécessaire dans le cas d'une certification sous réserve pour laquelle le RR est obligé de ne pas vendre sa capacité pendant le test alors que des volumes sont d'ores et déjà certifiés) •Test rampe améliorés/simplifiés : intégrer ce test dans le test 8h dans le cadre d'une EDR en croissance (cf. cas actuel des EDR diffuses), avec abaissement des exigences (hausse/baisse non consécutives, max 5 min de stabilisation)		RTE confirme que des travaux sont en cours pour proposer une chronique de niveau Ni spécifiquement pour les tests 8h. RTE prévoit également d'autoriser la participation aux AO capacitaires durant les tests, uniquement pour les EDR en certification sous réserve. Concernant les tests de rampe, RTE conserve ses exigences. RTE autorise les responsables de réserve à intégrer les tests de rampes dans le test 8h à condition de respecter les exigences.
Engie	SY5	Méthode P0 Variable : Il s'agit d'une évolution positive, saluée par Engie car nécessaire pour les ENR (la méthode par palier 15' n'est pas adaptée car trop couteuse).		RTE remerci ENGIE pour son retour.
Engie	SY5	Méthode P0 Variable : Est-ce uniquement pertinent pour les ENR ? N'est-ce pas contraire au principe de neutralité technologique ? Qu'en est-il des cas d'agrégation (ENR/Batterie par exemple) ? Ne pourrait-on pas ouvrir cette méthode à d'autres types d'EDR sous condition que le RR démontre la valeur ajoutée ?		Le cadre construit par RTE s'adresse aux entités de réserve dont les triplets [P0, K, Pr] ne sont pas estimables selon la méthodologie décrite à l'Article 4.L.3.2.1. Les cas qui ont aujourd'hui été anticipés concernent la participation de parcs solaires et éoliens aux SSYf. RTE propose de retirer la mention aux "énergies renouvelables" pour ne conserver que l'estimation du triplet.
Engie	SY5	Méthode P0 Variable : Les spécifications concernant l'estimation de l'erreur Delta_e sont trop contraignantes : 6 mois consécutifs sans écrêtement n'est pas réaliste dans les conditions de marché actuelles présentant des prix négatifs plus de 6 mois/an. Cela apparait d'autant moins réaliste avec l'arrivée prochaine des activations au MA (cf. obligation DDADUE 2) ou des activations de Flexibilités Locales pour motif congestion. Nous proposons de valider l'erreur sur base de la production sur une période cumulée de 3 mois sans écrêtement. Nous proposons également de partager la production durant toute la période afin de garantir que le RR n'a pas exclu des périodes uniquement dans le but de réduire Delta_e.		RTE prend en compte le retour d'Engie et propose de réduire le délai demandé à 3 mois consécutifs, en autorisant le parc à être écreté sur cette période. Les périodes où le parc est écrêté seront signalées et retirées du calcul de la qualité d'estimation, ainsi que du quantile 99%. RTE rappelle également son objectif d'avoir des critères de certification réalistes et pourra les modifier le cas échéant.

Engie	SY6	Traitement de l'Energie de réglage pour les sites RPD Engie approuve l'alignement de traitement des énergies de réglage en SY24 entre MA et SSY , en proposant d'ouvrir le modèle corrigé aux sites CARD Sup36 en SSY.		RTE remercie ENGIE pour sa réponse.
Engie	SY6	Remarque sur les EDR diffuses : Les sites d'une EDR diffuse (= sites ayant moins de 250 kW de capacité de réglage en RP/RS) n'ont accès à ce jour qu'au modèle « Sans ». Dans ce modèle, les énergies de réglage ne donnent pas lieu à correction du périmètre d'équilibre de leur fournisseur. Cette correction, déjà appliquée depuis 04/25 (SY8) pour le non-diffus, est prévue mais ne sera apportée qu'à compter du jalon SY9, à ce jour non programmé. En l'état, il ne nous semble pas que le fournisseur soit particulièrement lésé par l'action du RR, au contraire. La mise en place de cette évolution SY9 n'est donc pas prioritaire. A compter de son entrée en vigueur par contre, le préjudice Fournisseur est potentiellement plus visible, notamment si le RR adopte une stratégie de bidding favorisant les activations à la hausse, ce qui conduirait à une position globalement courte sur la journée. Cette évolution doit donc être assortie d'une compensation Fournisseur (compensation à prévoir dans le modèle « Sans » - à renommer dans ce cas – ou par entrée en vigueur du modèle Régulé pour les sites de soutirage).		RTE prend en compte le retour d'Engie et propose de reculer la date prévisionnelle de SY9 au S1 2027.
Engie	SY8	Disposition transitoire pour les EDRs diffuses : « RTE propose aussi de supprimer le paragraphe relatif au seuil d'évolution du périmètre de 10 % » : Engie approuve la modification.		RTE remercie Engie pour leur réponse.
Engie	SY8	Disposition transitoire pour les EDRs diffuses : Nous ne comprenons par contre pas l'exemple : le RR programme 6MW à compter du 11/10, (donc moins que les 70% de 10MW), et 7MW le 20/11 puis le 23/11. Donc si RTE ne reçoit pas de dossier, pourquoi abattre dès le 11/11 ? L'abattement devrait débuter le 23/11 selon la clause ci-dessous : *"Cet abattement concernera les périodes pendant lesquelles les valeurs de réserves programmées permettent de réaliser les essais, soit au moins deux fois 4h en continu et à la puissance cible ou 70% de la puissance cible si l'EDR est thermosensible."*		RTE est en accord avec la remarque d'Engie et prend en compte la correction proposée dans le rapport d'accompagnement à la saisine. RTE apporte également cette précision dans le chapitre 4.
Engie	SY9	ENGIE approuve les évolutions proposées.		RTE remercie Engie pour ce retour.

Engie	SY9.2	<u>SY9.2. Publication des énergies de réglage pour les sites de stockage stationnaire et injection</u> : Les Acheteurs de Production Renouvelable ont besoin des volumes réalisés au MA/SSY à la maille site (cf. correction de l'assiette de rémunération). Ces volumes à la maille Site sont bien calculés par RTE (déjà le cas pour SSYf, à venir pour MA). La question porte donc sur la publication de ces données aux intéressés. -Cas des acheteurs obligés (EDF OA et GRD) : autorisation à venir via un arrêté DGEC relatif à Loi Finance 2025 -Cas des acheteurs non obligés : pas spécifiquement traité dans les règles. Le rôle « Acheteur non obligé de Production Renouvelable » n'existe d'ailleurs pas. Pour autant, RTE est déjà amené à communiquer ces volumes, en dehors donc de tout cadre règlementaire. RTE propose de transmettre ces volumes au RE des sites à la maille EDA/EDR, via signature préalable d'un Accord AA/RE (AA autorise RTE à partager avec RE) ou RR/RE. Cela répond au besoin pour les EDA/EDR mono-site, le problème reste entier pour les multisites. L'AA/RR se heurtent en outre à des RE réticents à signer cet accord, ce qui occasionne des délais administratifs supplémentaires. Nous proposons de rajouter directement dans les règles MA/SSYf (chapitre sur les publications) le fait que les données réalisées à la maille site soient partagées avec le RE des sites. De la sorte, les accords AA-RE et RR-RE ne sont plus nécessaires. Idéalement, il faudrait que cette mesure soit mise en place rapidement pour faciliter l'entrée du renouvelable sur le MA.		La modification des annexes 4A3 et 2A4 vise bien à autoriser la publication des énergies de réglage et d'ajustement à la maille site aux RE de ces sites pour les sites d'injection et de stockage RPT et RPD. En effet, le §4.M.2 encadre entre autres au §4.M.2.2 le calcul par RTE des énergies de réglage à la maille site. RTE propose donc de conserver la rédaction. Par ailleurs, la pérénité de cette annexe sera instruite lors du cycle de concertation v3.
Engie	Annexe 1A	ENGIE se réfère très fréquemment aux jalons publiés sur le portail Service RTE. Il est très utile et important que ces jalons soient régulièrement mis à jour.		RTE remercie Engie pour sa remarque et fera ses meilleurs efforts pour mettre à jour régulièrement les jalons
Engie	A12.2.1	Quelle est la différence entre Pmax_unité et Pmax_inj_unité dans le cadre de cette fiche ? Il nous semble que seule Pmax_unité peut être conservée.		RTE est en accord avec la proposition et renomme "Pmax_inj_unité" par "Pmax_unité", ainsi que "Pmax_inj" par "Pmax".

Engie	A12.4	Loi de réglage RS : Ne serait-il pas plus clair de parler de « RP » ou « RS » (avec précision du sens si nécessaire) plutôt que « pr » ? cela serait plus cohérent avec l'appellation RPmax et RSmax qui correspondent aux valeurs certifiées. Ailleurs dans le document, on parle aussi de « réserve de RSFP » : à harmoniser.		RTE est en accord avec la proposition
Engie	A12.4	Loi de réglage RS : Pourquoi ne pas préciser que ces valeurs RP et RS font référence aux réserves nominées dans le Programme de Marche ? Pour un nouvel entrant, le lien avec les réserves nominées n'est pas évident.		RTE est en accord avec la proposition
Engie	A12.4	Loi de réglage RP : Pourquoi ne mentionne-t-on pas de la même manière la variable RP dans la loi de réglage primaire, par cohérence de formule ? (réglage en K.delta_f cappé à la RP nominée)		RTE est en accord avec la proposition
Engie	A12.4	Puissance de consigne (Pc), puissance P0, Puissance de base : ça fait 3 termes pour la même notion non ? A harmoniser.		RTE remercie Engie pour son retour. La notation choisie pour la puissance du parc à f = 50 Hz et N = 0 est "P0" qui est appelée "puissance de base" dans le cas d'un parc ENR. RTE a fait ce choix pour apporter de la cohérence avec le terme de "baseline" utilisé en Europe. La puissance Pc est utilisée pour la consigne de pilotage envoyée au parc, qui correspond à la somme de la puissance d'essai (départ de la rampe) et N * RS. A noter l'exception de la notation "Pc" pour le libellé de la puissance de base des téléinformations.
Engie	A12.4.1	« *Lors d'une variation du niveau NRSFP en rampe de pente inférieure ou égale à 1/FAT [s -1]* » (cf. article dans le doc Word) La formulation n'est pas très claire, à quoi correspondent ces 20 secondes ?		La constante de temps Teq est une composante de l'exigence de dynamique à respecter en aFRR. Un schéma est disponible à l'article 4.L.3.2.3.2.3.
Engie	page 10 Trame aFRR ENR	Page 10 : « Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant une durée supérieure ou égale à 60 minutes (t4) » --> la formulation n'est pas claire, quel lien doit-on faire avec la programmation au pas 15' ?		RTE remercie Engie pour son retour et confirme que la réserve secondaire doit être délivrée sur une durée d'au moins sa période de programmation. Ce temps est de 15 minutes minimum pour l'aFRR. RTE corrige la trame et met à jour également les temps de maintien lors des tests de rampes.

Engie	page 10 Trame aFRR ENR	« La réserve de puissance doit pouvoir être délivrée sur toute la plage de variation de l'état de charge dans l'énergie utile du stock (Eutile) » --> à supprimer dans cette trame ENR ?		RTE remercie Engie pour son retour et corrige la trame.
Engie	Fiche Info	Mention de Tmin LER : à supprimer dans cette trame ENR ?		RTE remercie Engie pour son retour et a corrigé la trame.
Engie	Fiche Simulation	Cf. remarque SY5 sur les 6 mois consécutifs de données sans écrêtement (inatteignable)		
Engie	Fiche simulation	Y a-t-il bien 2 Pmin distincts : Pmin « technique » et Pmin de réglage RP/RS (valeur de puissance minimum en dessous de laquelle on ne sait plus fournir de RP/RS) ? Dans ce cas, il faut le définir clairement dans les règles.		La Pmin concernée dans la fiche simulation n°1 est la puissance minimale en-deçà de laquelle le parc n'est plus capable de fournir sa FCR et/ou aFRR dans les temps de réponse impartis. RTE ajoute cette définition dans la trame.
Engie	A12.7	Le tableau des TM a été supprimé pour la RS.		RTE remercie Engie pour son retour et a corrigé la trame.
Engie	Fiche Essai 2	Essais par vent fort / vent faible. N'est-ce pas trop orienté pour les parcs éoliens ? Comment cela se traduit-il pour un parc PV ?		RTE confirme que les régimes ne sont pas spécifiques qu'aux parc éoliens et propose de modifier "vent" par "production".
Engie	Fiche Essai 2	Si Pmin est à 40% de Pmax, alors le test Vent faible n'a pas de sens. Ce qui semble important, c'est surtout de démontrer le bon fonctionnement de l'EDR au(x) régime(s) usuel(s).		RTE est en accord avec Engie et propose d'établir les seuils de production "forte" ou "faible" avec le responsable de réserve, en fonction des caractéristiques du parc.
Engie	Fiche Essai 2	Hausse de fréquence : Pessai = Pmax – DeltaE ? le produit FCR étant symétrique, on aura la même Pessai pour hausse et baisse.		RTE valide en effet que le produit capacitaire FCR est symétrique. Cependant, il est évalué à la maille du périmètre du responsable de réserve et permet de se certifier en dissymétrique à la maille EDR. Dans ce cas, 2 EDR permettent de couvrir un engagement symétrique. RTE propose de conserver la rédaction actuelle.
Engie	Fiche Essai 2	Pour les tests échelon FCR, il faut prévoir deux cas, vent fort, vent faible. Mais pas pour tests de rampe aFRR ?		RTE remercie Engie pour son retour et confirme l'erreur. RTE corrige la trame.
Engie		Météo-sensibilité (éolien/solaire) : ne peut-on pas envisager de ne valider que 70% de la Puissance à certifier, de façon similaire à ce qui se fait pour prendre en compte la thermosensibilité des sites de consommation ?		RTE accepte la proposition d'ENGIE et ajoute la tolérance de 70% lors de la sensibilité aux conditions extérieurs dans la trame en projet.

Engie		Ne manque-t-il pas une fiche pour le test 8 heures, avec description du test, attendu, etc. (valable pour toutes les trames de certification).		La fiche essai n°4 de la trame proposée correspond au test 8h.
NW	SY3	NW n'est pas en situation d'exprimer son point de vue sur la méthodologie ayant conduit à préconiser une durée minimale d'activation de 30 mn Toutefois, si cette disposition devait être mise en œuvre, NW soutient pleinement qu'elle ne le soit que pour les LER (Limited Energy Reservoirs) dont la première certification a lieu après fin 2026. En effet, revenir sur la durée minimale d'activation pour des actifs déjà en service contreviendrait au principe de stabilité des règles et de surcroît entraînerait immédiatement une hausse du coût des réserves (car une moindre puissance serait proposée aux marchés) NW souhaite d'ailleurs s'assurer que cette date butoir sera bien interprétée site par site et non entité de certification par entité de certification		RTE prend note des inquiétudes de NW. Dans la proposition élaborée par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale, des modalités sont bien prévues pour éviter que le passage au TminLER 30 minutes s'applique de manière rétroactive. Toutefois, la proposition des GRT n'est à date pas encore approuvée par les régulateurs. RTE reprécisera ces modalités une fois la proposition approuvée. Dans ce contexte, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs.
NW	SY4	NW exprime son soutien à cette mesure qui a le double bénéfice d'accélérer la mise sur le marché d'actifs, de faciliter la constitution d'entités de certifications (composée d'un nombre plus ou moins grand de ces actifs dont la certification simplifiée est prévue), et de décharger opérationnellement RTE		RTE remercie NW pour son retour.

SER	4.H.4.2.2.1	Contexte : RTE affirme que les conclusions du REX permettant d'évaluer l'impact des offres symétriques portant sur les capacités de réserve secondaire confirment que l'existence des offres symétriques induit des effets de bord indésirables et nuit au bon fonctionnement du marché de l'aFRR. Il en résulte l'interdiction de formuler des offres symétriques, offres que jusqu'à présent les acteurs pouvaient faire sous certaines conditions en liant entre elles une offre à la hausse et une offre à la baisse. Dans ce contexte, l'article 4.H.4.2.2.1 a été supprimé ainsi que le titre de l'article 4.H.4.2.2.2 qui devient inutile. Le SER considère que la période d'évaluation de 6 mois s'étendant du lancement de l'AO aFFR au 18 décembre 2024 n'est pas nécessairement représentative d'une situation standard et stabilisée pour les raisons suivantes : 1) Cette période suit immédiatement le lancement de l'AO et représente dont une période transitoire 2) Cette période de couvre pas l'ensemble des conditions que peut présenter une année complète et les différentes situations couvrant les 4 saisons. L'interprétation sur une période trop courte peut conduire à des analyses et conclusions erronées. Il est recommandé d'allonger la période d'évaluation sur une durée minimale d'une année complète.	Conserver l'article 4.H.4.2.2.1 ainsi que le titre de l'article 4.H.4.2.2.2 qui redevient alors nécessaire. Préciser qu'une nouvelle évaluation sera réalisée sur une durée minimale d'une année. Si les nouveaux résultats confirment les premiers, la suppression de l'article 4.H.4.2.2.1 sera alors de nouveau proposée.	La suppression de l'article 4.H.4.4.4.1 résulte de la délibération de la CRE du 22 janvier 2025 et d'un ensemble d'échanges entre la CRE et les acteurs et RTE. Cette délibération annonce, un an à l'avance, la fin de la possibilité de déposer à l' AOJ aFRR, des offres symétriques à compter de l'entrée en vigueur de la prochaine version des règles Services Sytème. RTE maintient la modification apportée sur les paragraphes de cette nouvelle version des règles.

SER		Contexte : Dans cet article modifié, concernant la Durée TminLER, il est indiqué : "*Cette durée est de 15 minutes avant la date SY21. A partir de la date SY21, cette durée sera de 30 minutes pour les nouvelles unités ou groupes LER fournissant des FCR ou réévaluant leur certificat d'aptitude conformément à l'article 155 (6) (b) et (c) de [3].*" Le SER n'est pas opposé à cette disposition mais considère que certaines conditions ne devraient pas amener à un besoin de réévaluation du certificat d'aptitude, notamment un simple changement d'agrégateur pour l'actif concerné déjà certifié.	Remplacer par la rédaction suivante : "*Cette durée est de 15 minutes avant la date SY21. A partir de la date SY21, cette durée sera de 30 minutes pour les nouvelles unités ou groupes LER fournissant des FCR ou réévaluant leur certificat d'aptitude conformément à l'article 155 (6) (b) et (c) de [3]. Les unités fournissant déjà des FCR et ne procédant qu'à un changement d'EDR ou d'agrégateur seront exemptées de cette modification de Durée TminLER et conserveront la contrainte initiale.*"	La proposition soumise par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale n'ayant pas encore été approuvée par les régulateurs, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs.

SGE	4.L.3.2.2.2.1	La rédaction actuelle ne prend pas en compte le cas des EDR certifiées aptes avant SY21, qui devront, selon ce qui est indiqué dans l'annexe 12, garantir une fourniture de puissance pendant 15 minutes, pendant une durée de 10 ans à compter de leur certification d'aptitude.	Nous proposons la rédaction suivante : La Performance demandée par RTE à l'Entité de Réserve durant la période de validité de sa Certification d'Aptitude, est, lors d'une excursion de fréquence, de maintenir la fourniture de puissance pendant au moins 15 minutes pour les EDR dont la certification d'aptitude est intervenue avant la date SY21 et au moins 30 minutes pour les EDR certifiées à partir de la date SY21.	La proposition soumise par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale n'ayant pas encore été approuvée par les régulateurs, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs. RTE ne prévoit donc pas de préciser les conditions de rétroactivité dans l'article 4.L pour le moment.

SGE	4.L.3.2.4.1	idem	idem	La proposition soumise par les GRT de la zone synchrone Europe Continentale n'ayant pas encore été approuvée par les régulateurs, RTE choisit de modifier les dispositions générales, l'annexe 12 et les règles SSYf de la manière suivante pour la version de saisine: - RTE ajoute une définition du critère TminLER dans la partie A - Définitions des dispositions générales, en précisant qu'il est aujourd'hui fixé à 15 minutes en l'absence d'une proposition commune des GRT - RTE supprime la date pivot SY21, l'évolution du critère TminLER n'étant pas encore approuvée - RTE supprime toute référence à la durée du TminLER et à SY21 dans l'annexe 12 et les règles SSYf et renvoie directement à la définition des règles générales - RTE précise dans le paragraphe 4.G.2 portant sur les critères d'aptitude FCR qu'en cas d'élaboration d'une proposition commune des GRT, la durée du TminLER se conformera à la valeur fixée dans cette proposition - RTE supprime de l'annexe 12 les modalités d'application du nouveau critère TminLER, la proposition des GRT n'étant pas approuvée. En cas de passage au TminLER 30 minutes, RTE reprécisera les critères d'application et rétroactivité qui auront été finalement retenus à l'issue de la validation proposition commune des GRT par les régulateurs. RTE ne prévoit donc pas de préciser les conditions de rétroactivité dans l'article 4.L pour le moment.
SGE	4.F.2.4.1.2	La rédaction actuelle ne prend en compte les conventions de service de comptage permettant de disposer d'un PRM complémentaire qui permet de rattacher un site au périmètre d'un acteur lorsqu'une convention de service de décompte ne peut être établie	La capacité de réglage d'un Site de Soutirage ne peut être fournie par un Groupe de Production faisant partie d'un Site de Soutirage. Dans le cas où un Responsable de Réserve souhaite fournir des réserves au moyen d'un Groupe de Production installé sur un Site de Soutirage, il doit être établi un Contrat de Service de Décompte **ou une Convention de Service de Comptage** pour le Groupe de Production concerné.	RTE est en accord avec la proposition de Smart Grid Energy et ajoute la convention de service de comptage (CSC) à l'article 4.F.2.4.1.2. En complément, RTE apporte une définition de cette convention dans les dispositions générales et ajoute la CSC aux articles 2.F.3.2.2.2 et 4.F.3.1.1.2

TSE	Critères d'Aptitude à la participation des EnR à la réserve secondaire 4.G.2	TSE propose une concertation des acteurs pour permettre aux centrales PV de participer à l'aFRR. Afin de permettre aux centrales PV de participer aux SSYf, il faudrait adapter un schéma de certification, et le proposer à l'ensemble des acteurs.		Le cadre construit par RTE s'adresse aux entités de réserve dont les triplets [P0, K, Pr] ne sont pas estimables selon la méthodologie décrite à l'Article 4.L.3.2.1. Les cas qui ont aujourd'hui été anticipés concernent la participation de parcs solaires et éoliens aux SSYf. La trame de certification proposée pour la méthode de participation en "P0 variable" est bien proposée aux centrales PV.
Voltalis	4.S.6. Evolution de la composition d'une EDR diffuse	RTE propose de supprimer le paragraphe relatif à la possibilité pour le Responsable de Réserve d'ajouter ou retirer des Sites de son EDR, sans qu'un nouvel examen de l'Aptitude puisse être exigé par RTE, dès lors que le nombre total des Sites ajoutés et/ou retirés est inférieur à 10% du nombre de Sites initial en cumulé. Cette suppression appelle des précisions complémentaires concernant les règles d'évolution des sites au sein d'une EDR diffuse. En particulier, dans le cadre de l'effacement dans les bâtiments, les déménagements des particuliers obligent l'opérateur à **renouveler régulièrement certains sites de son parc, et ceci sans que ne soit modifié le système de pilotage ni augmenté la capacité certifiée.**	**Permettre au Responsable de Réserve d'une EDR diffuse d'ajouter et/ou retirés librement des sites**, tant que les modalités de pilotage ou le type d'entités techniques pilotées ne sont pas modifiées.	RTE a clarifié la rédaction du cadre de certification "sous réserve de réalisation des essais" pour les EDR diffuses. Ce cadre est redondant avec l'exigence de seuil d'évolution du périmètre de 10%, ce qui a justifié la suppression de ce seuil. L'ajout / retrait de sites de l'EDR est ainsi encadré par la "certification sous réserve de réalisation des essais" en cas d'augmentation de la capacité de réglage, et libre sans d'autres modifications (pilotage, type de sites, ...). RTE conserve la rédaction proposée en consultation.
Voltalis	Certification EDR thermosensible	Lorsqu'une EDR est thermosensible, le Responsable de Réserve doit, pour valider les essais, atteindre 70% de la puissance cible. Cependant, l'atteinte de ce seuil **dépend fortement des conditions de température extérieure,** ce qui peut **retarder significativement la validation des essais** par un acteur et **réduire la période de certification possible.** Afin de faciliter le processus et **permettre une mise à disposition des capacités déjà disponibles au bénéfice du système électrique**, il pourrait être envisagé de **valider un premier test sur la base de la puissance de réglage effectivement disponible/observée lors de ce test.** Cela permettrait à l'acteur de participer aux marchés avec cette puissance, dans l'attente de **tests complémentaires à puissance plus élevée.**	**Permettre l'augmentation progressive de la puissance offrable** ; en donnant la possibilité à l'acteur de : - **Valider un premier test sur la base de la puissance de réglage effectivement observée** ; et donc de pouvoir ensuite formuler des offres sur la base d'une puissance équivalente à P_test/0,7. - **Réaliser des tests ultérieurs**, pour rehausser P_test et ainsi valider la puissance initialement visée (avec un nombre maximal de tests par année pouvant être limité)	L'article 4.S.6 présente les modalités de la « certification d'aptitude sous réserve de réalisation des essais » pour une EDR Diffuse. Cette évolution a été introduite dans la version v1 du chapitre 4 et apporte de la flexibilité dans l'évolution des capacités certifiées de l'EDR. Cette flexibilité couvre de-même l'évolution du périmètre de l'EDR. RTE considère que ce cadre répond à la demande de Voltalis.

B.6. Retours transverses à tous les chapitres

Acteur	Sujet et/ou article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
EDF OA	Mise à disposition des données flexibilités réseau et ordres à exécution immédiate par site auprès du RE	En tant que RE, nous avons des difficultés croissantes dans l'analyse de nos écarts en raison du délai de publication des données liées aux flexibilités réseau (ENE/ENI) ainsi qu'aux activations hors MA (ordres à exécution immédiate). Le processus de publication consistant à d'abord valider avec le producteur le volume concerné avant toute publication auprès du RE introduit un délai trop long (minimum M+3 pour les ENE) et nous avons notamment des cas où certaines flexibilités réseau ne sont connues qu'en vision M+12. A titre d'illustration, pour les flexibilités réseau sur le RPD, la vision de 07/2024 sur notre périmètre d'équilibre était de 715 MWh sur notre périmètre en vision M+1, de 952 MWh en M+3 puis de 2132 MWh en M+6. Cette absence de visibilité entraine des erreurs d'interprétation de nos écarts par filières et peuvent donc entrainer une augmentation des erreurs de prévisions dans nos modèles, entrainant donc un risque de déséquilibrage plus important à gérer par RTE.	Nous souhaitons que les volumes liés aux flexibilités réseau et aux OEI soient publiés auprès des RE dès la vision M+1 sans validation préalable auprès du producteur, quitte à ce que les données soient modifiées ultérieurement en raison de contestations des valeurs par les producteurs auprès des GR.	RTE remercie EDF OA pour ce retour. Les volumes liés aux flexibilités, activées aussi bien par RTE que par Enedis, sont d'ores et déjà pris en compte dans le calcul de l'écart RE dès M+1 sans attendre une validation par le producteur. Le cas échéant, une contestation par le producteur donnera lieu à régularisation. Les volumes d'ENI sont publiés des M+1 dès la fin de la limitation dans une grande partie des cas et font l'objet de régularisations en M+X. Ces délais sont par ailleurs amenés à être réduits à partir de fin septembre, avec une amélioration apportée dans le traitement des consignes successives adressée par automate En ce qui concerne les OEI, il s'agit d'un processus manuel donc il n'est pas possible de publier les données avant la confirmation du producteur mais ce processus va denir marginal avec l'obligation de particper au MA.
Energy Traders Europe	General remarks	· We welcome transparency on the proposed changes and explanations behind decision-making. · We also welcome reflecting changes to the aFRR market in France and developments towards MARI accession.		RTE remercie Energy Traders Europe pour son retour.
Engie	Général	La période de consultation pendant la trêve estivale n'est clairement pas idéale, d'autant qu'elle a été annoncée tardivement (en mai, la consultation était encore annoncée pour juin). Sur une consultation aussi large qui adresse tous les mécanismes, il aura été difficile de mobiliser l'ensemble des ressources concernées. Nous avions pourtant déjà alerté RTE sur le choix de la période de consultation des RE sur le portage des couts FRR (remise des réponse le 9 mai, très peu de réponses = échec de concertation).		RTE remercie Engie pour sa remarque qui sera prise en compte pour les prochaines consultations afin d'éviter autant que possible les périodes de vacances scolaires.