Règles de Marché

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

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

Octobre 2023

SOMMAIRE DU PREAMBULE

1. CONTEXTE 3

2. CONCERTATION 4

2.A. Concertation pour une évolution de la forme 4

2.B. Concertation pour une évolution de fond 4

2.B.1. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation, au Mécanisme d'Ajustement, au Dispositif de Responsable d'Equilibre 4

2.B.2. Concertation pour l'évolution des règles relatives aux règles Services Système fréquence 4

3. PERIMETRE DES EVOLUTIONS PROPOSEES 5

3.A. Dispositions générales (pages 7-18) 5

3.B. Dispositif de programmation (pages 19-31) 5

3.C. Mécanisme d'ajustement (pages 32-71) 5

3.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 72-84) 6

3.E. Services systèmes fréquence (pages 85-112) 6

4. CALENDRIER PREVISIONNEL 6

Annexe

1.A TABLEAU DE CORRESPONDANCE DES DATES PIVOT 113

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 (SY).

Les règles de marché étaient historiquement regroupées en plusieurs corpus de règles : MA-RE, Services Système fréquence, RR-RC, NEBEF, etc. Faisant suite aux dernières enquêtes de satisfaction clients dans lesquelles les acteurs de marchés ont exprimé comme principale attente vis-à-vis de RTE le souhait de voir simplifier les règles de marché, RTE a lancé une démarche d'harmonisation (haRMonie) au cours des années 2022-2023 durant lesquelles plusieurs corpus de règles de marché ont été restructurés et unifiés afin d'en améliorer l'accessibilité et la lisibilité. Cette première restructuration sera poursuivie pour les autres mécanismes avec comme principal objectif, de regrouper les règles de marché dans un même ensemble de documents. Ce nouvel ensemble contiendra des dispositions générales transverses ainsi que des dispositions particulières organisées sous la forme de chapitres pour chacun des mécanismes de marché.

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 MA-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 une évolution de la forme

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), un appel à contributions a été mené en septembre 2022 suivi d'un groupe de travail en novembre 2022 afin de prioriser les axes de travail avec les acteurs de marché.

Une première étape a été réalisée début 2023 pour construire une première version harmonisée des règles de marché sur le périmètre dispositif de programmation (chapitre 1), mécanisme d'ajustement (chapitre 2), dispositif de responsable d'équilibre (chapitre 3) et services système fréquence (chapitre 4).

Un projet de texte qui s'appuie sur les règles MA-RE et SSY en vigueur, a été proposé en consultation en juin 2023 et a servi de socle pour intégrer les évolutions MA-RE et SSYf détaillées ci-après.

2.B. Concertation pour une évolution de fond

2.B.1. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation, au Mécanisme d'Ajustement, au Dispositif de Responsable d'Equilibre

La concertation associée à la présente évolution des chapitres 1, 2 et 3 des règles de marché harmonisées a démarré en mai 2022 et s'est poursuivie jusqu'en fin d'année 2023 dans le cadre du groupe de travail MA-RE.

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 en 2023 :

- Du 13 juillet au 14 septembre 2023, RTE a invité les acteurs à participer à un appel à contributions sur les impacts de l'ouverture du marché continu infra-journalier aux interconnexions (XBID) à 15h en J-1 (IDCZGOT 15h) et de la mise en place des enchères infra-journalières (IDA).

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

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

La concertation associée à la présente évolution du chapitre 4 des règles de marché harmonisées a démarré en septembre 2022 et s'est poursuivie jusqu'en fin d'année 2023 dans le cadre du groupe de travail « Evolutions des règles SSYf ». Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.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 7-18)

Les évolutions des dispositions générales concernent pour :

- Le dispositif de responsable d'équilibre : l'usage des flexibilités pour résoudre des contraintes réseau ;
- Les services systèmes fréquence : l'ajout de la définition d'offre de raccordement avec limitations à la charge du client et les évolutions relatives à ISP15.

3.B. Dispositif de programmation (pages 19-31)

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

- Programmation liées à la participation à la plateforme MARI ;
- Adaptation à l'ouverture du marché transfrontalier infrajournalier à 15h en J-1 ;
- Renforcement du dispositif de programmation ;
- Gestion des périmètres de programmation liés à une participation au mécanisme d'ajustement ou aux services système fréquence.

3.C. Mécanisme d'ajustement (pages 32-71)

Les évolutions des règles liées au mécanimse d'ajustement sont le suivantes :

- Clarification de l'usage du MA pour la correction de PE lors de congestions du RPT ;
- Modalités de participation à la plateforme MARI ;
- Evolutions relatives à la plateforme TERRE ;
- Symétrisation de la formulation des prix sur les offres d'ajustement à la hausse ;
- Evolution du cadre relatif aux petites offres d'ajustement ;
- Mise en œuvre du processus européen de l'analyse sécurité coordonnée (CSA) ;
- Passage à 96 guichets de programmation et d'offre ;
- Granularité des CUO ;
- Evolution des méthodes de contrôle de réalisé ;
- Valorisation des écarts d'ajustements ;
- Autres évolutions et amendements rédactionnels.

3.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 72-84)

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

- Stratégie de bascule progressive des données devant changer de granularité avec le passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes ;
- Correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT ;
- Définition des modalités financières lors de correction de périmètre d'équilibre de flexibilité réseau sous OA ;
- Intégration des flexibilités réseau dans le CAE ;
- Prise en compte des énergies de réglage pour le modèle « sans » ;
- Rationalisation des annexes de rattachement RE et du chapitre de programmation des échanges de bloc ;
- Evolutions portant sur la sécurisation financière : plafond de garantie financière pour les RE déclaratifs et questionnaire clients ;
- Amendements divers (calcul des quantités injectées et soutirées sur le réseau RPT et/ou RPD, prise en compte des offres d'ajustement standard de RR, clarification de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités).

3.E. Services systèmes fréquence (pages 85-112)

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

- Déclinaison des conséquences du passage de pas de règlement des écart à 15 minutes (ISP15) dans les règles services système fréquence ;
- Refonte de l'outil de calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements avec les modifications apportées ;
- La mise à jour du calcul des prix lors de l'appel d'offre aFRR ;
- L'ouverture de la participation aux services système fréquence des sites soumis à limitations réseau ;
- Une modification du processus de certification pour les EDR diffuses ;
- Refonte de l'outil de calcul des obligations de réserves avec modernisation des flux de données ;
- Une mise à jour de la trame de certification pour le réglage primaire avec la mise en place de nouveaux indicateurs et l'actualisation des plages de simulation.

4. Calendrier prévisionnel

Les dates prévisionnelles de mise en oeuvre de l'ensemble des évolutions de la présente version des règles de marché harmonisées sont indiquées dans un tableau récapitulatif en Annexe 1.A.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au 1er avril 2024 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. DEMARCHE D'HARMONISATION DES REGLES DE MARCHE 9

DG1.1. Contexte 9

DG1.2. Evolutions proposées sur la forme 9
DG1.2.1. Nouvelle structuration des règles de marché 9
DG1.2.2. Harmonisation du formalisme 9
DG1.2.3. Dispositions générales 9
DG1.2.4. Dispositions particulières relatives aux mécanismes de marché 10

DG1.3. Propositions de RTE 10

DG2. USAGE DE FLEXIBILITES POUR RESOUDRE DES CONTRAINTES RESEAU 10

DG2.1. Contexte 10

DG2.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché 11

DG2.3. Proposition de RTE 12

DG3. PARTICIPATION AUX ECHANGES DE PRODUITS STANDARD DE MFRR SUR LA PLATEFORME MARI 13

DG3.1. Contexte 13

DG3.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché 13

DG3.3. Proposition de RTE 13
DG3.3.1. Définitions 13
DG3.3.2. Indicateurs et publications 14

DG4. UTILISATION D'UN PME CONTRE-TENDANCE 14

DG4.1. Contexte 14

DG4.2. Proposition de RTE 15

DG5. EVOLUTIONS DES DEFINITIONS DES DISPOSITIONS GENERALES 15

DG5.1. Ajout de définitions 15

DG5.2. Modifications de définitions 15

DG5.3. Suppression de définitions 15

DG1. Démarche d'harmonisation des règles de marché

DG1.1. Contexte

Dans le cadre de la d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), RTE a réalisé début 2023 la première version des règles harmonisées relatives au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre et aux services système fréquence, en se basant sur les versions de règles en vigueur. Les travaux ont porté principalement sur la forme des règles et ont conduit à la création de dispositions générales transverses et des dispositions particulières spécifiques à chaque mécanisme. A ce titre, aucune nouvelle disposition n'a été ajoutée.

DG1.2. Evolutions proposées sur la forme

DG1.2.1. Nouvelle structuration des règles de marché

- Organisation générale : RTE a unifié les règles de marché en rassemblant les dispositions générales communes aux différents mécanismes de marché. Des dispositions particulières organisées sous forme de chapitres complètent les dispositions générales.
- Structure des chapitres : chacun des chapitres est structuré par étape de participation au mécanisme concerné et les articles y sont organisés de la même façon afin de faciliter la navigation.

DG1.2.2. Harmonisation du formalisme

- Terminologie : RTE a homogénéisé, parfois précisé, et rationnalisé les termes définis et expressions employées dans les règles de marché. Ce travail a permis de réduire le nombre de termes définis de 50% par rapport à 2022 et de rendre le lexique plus pertinent.
- Formules mathématiques : les indices et notations ont été uniformisées dans l'ensemble des expressions mathématiques ainsi que la description des éléments constitutifs des calculs afin de gagner en lisibilité et réduire toute incertitude quant à leur interprétation.
- Gestion des dates pivots : par cohérence avec le regroupement des règles de marché dans un même ensemble de documents, RTE a créé une nouvelle nomenclature pour les dates pivots afin de leur attribuer un code unique.

DG1.2.3. Dispositions générales

- Définitions : RTE a centralisé l'ensemble des termes définis dans les dispositions générales.
- Dispositions juridiques : les dispositions juridiques ont été harmonisées, parfois révisées marginalement voire explicitées, afin d'être rendues applicables de façon cohérente pour l'ensemble des mécanismes de marché.
- Dispositions transverses : les dispositions transverses s'appliquant à plusieurs mécanismes de marché (situation d'état d'urgence et reconstitution du réseau électrique, accès au système d'information, transparence, règles d'arrondi et notifications et correspondances) ont été regoupées dans les dispositions générales. RTE y a aussi créé des fiches techniques transverses relatives au versement fournisseur pour les sites de consommation effacés, et aux méthodes d'établissement des courbes de référence pour le contrôle du réalisé des effacements.

DG1.2.4. Dispositions particulières relatives aux mécanismes de marché

- Chapitre 1 - Dispositif de programmation : RTE a créé un chapitre dédié au dispositif de programmation correspondant aux modalités figurant dans l'article 3 de la section 1 des règles MA-RE et à certaines dispositions spécifiques des règles services système fréquence.
- Chapitre 2 - Mécanisme d'ajustement : Le mécanisme d'ajustement qui était décrit à l'article 4 de la section 1 des règles MA-RE est désormais détaillé dans le chapitre 2 des règles de marché. RTE a reorganisé de nombreux articles afin de gagner en lisibilité et réalisé des mises à jour pour assurer la cohérence avec les dispositions générales et les autres chapitres.
- Chapitre 3 - Responsable d'équilibre : La section 2 des règles MA-RE a été transférée dans le chapitre 3 des règles de marché. Les chapitres A à D, E et F qui la constituaient ont été fusionnés dans un même document. Afin de faciliter la navigation du document par les GRD, les anciens chapitres « D Relations RTE-GRD », « E Relations GRD-RE » et « F Profilage » ont été regroupés à l'article « 3.R Modalités relatives aux missions des GRD ». RTE a également rassemblé les annexes RTE et GRD en introduisant une numérotation distincte.
- Chapitre 4 - Services système fréquence : Les règles services système fréquence ont été réorganisées pour former le nouveau chapitre 4 des règles de marché en se conformant à la trame type des chapitres harmonisés. RTE a déplacé et restructuré plusieurs articles en les alignant avec les chapitres 1, 2 ainsi qu'avec les dispositions générales.

DG1.3. Propositions de RTE

La première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours soumis par les acteurs lors de la consultation ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en Annexe 2.A. Leur prise en compte est identifiée par des marques de révision surlignées en gris dans le projet de texte mis en consultation.

DG2. Usage de flexibilités pour résoudre des contraintes réseau

DG2.1. Contexte

La flexibilité est aujourd'hui majoritairement utilisée par RTE pour assurer l'équilibre du système électrique, mais sert également à résoudre des congestions réseau. Ce besoin de flexibilité pour résoudre les contraintes des réseaux de transport et de distribution est croissant et le développement de solutions localisées sur le réseau devient nécessaire pour l'exploitation de celui-ci. Les flexibilités distribuées et leur rôle dans la gestion des congestions du réseau public de transport (ci-après « RPT ») et du réseau public de distribution (ci-après « RPD ») ont déjà été développés dans les précédentes versions des règles de marché et l'on se place ici dans la continuité de ce travail.

Pour rappel, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a statué dans la délibération n°2021-12[2] sur le principe d'une correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités locales à compter de mars 2023. Cette correction de périmètres d'équilibre est entrée en vigueur le 1er mars 2023 pour les flexibilités distribuées définies dans les règles de marché en vigueur (chapitre 3), c'est-à-dire les flexibilités raccordées au RPD. RTE et Enedis continuent de travailler conjointement au design et à la mise en œuvre du cadre cible associé à l'activation de ces flexibilités.

Concernant le RPT, le dimensionnement optimal introduit par le Schéma Décennal du Développement du Réseau (SDDR) 2019 venant accompagner le dynamisme des énergies renouvelables fait également émerger un besoin de flexibilité pour résoudre des contraintes réseau. L'écrêtement du surplus ponctuel de la production renouvelable constitue en effet une activation de flexibilités venant gérer les contraintes du RPT. Il est ainsi nécessaire d'étendre les travaux réalisés sur les flexibilités du RPD aux énergies renouvelables raccordées au RPT.

RTE est donc amené à approfondir et à étendre le cadre et l'écosystème des flexibilités permettant de gérer les contraintes des réseaux de transport et de distribution. A noter également que RTE mène en parallèle un travail d'évolution des parties du contrat d'accès au réseau de transport pour les producteurs (CART-P) traitant des limitations en injection, afin d'assurer une cohérence entre les règles de marché et le contrat d'accès au réseau. Ces évolutions commenceront à être concertées au quatrième trimestre 2023.

DG2.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché

L'activation de flexibilités permettant de résoudre des congestions réseau étant un sujet complexe et transverse, RTE propose plusieurs évolutions associées à différents chapitres des règles de marché. Ces évolutions ont pour objectif de détailler les différents aspects qui sont liés à l'activation de ces flexibilités, dans la continuité des travaux déjà réalisés et seront détaillées dans les paragraphes adéquats du présent rapport d'accompagnement :

- Dispositions générales : définition des flexibilités réseau (Cf. § DG2.3) ;
- Chapitre 2 : clarification des cas d'usage du MA pour la correction de périmètre d'équilibre lors de congestions du RPT (Cf. § MA2) ;
- Chapitre 3 :
    - Correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau raccordées au RPT (Cf. § RE3) ;
    - Mise en place de flux financiers lors de correction de périmètre d'équilibre de flexibilité réseau sous obligation d'achat (Cf. § 0) ;
    - Intégration des flexbilités dans le CAE pour compenser les coûts et produits de rééquilibrage résultant des activations de flexibilités pour traitement des congestions (Cf. § RE4).

[2] Délibération n°2021-12 de la CRE : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb

DG2.3. Proposition de RTE

Les règles en vigueur définissent les flexibilités distribuées et les flexibilités locales. Or, avec l'introduction des flexibilités raccordées au RPT, il paraît pertinent de changer de terme afin de clarifier le rôle de ces flexibilités qui permettent de gérer des contraintes réseau. RTE propose donc l'introduction du terme « flexibilité réseau » pour les flexibilités activables hors mécanisme d'ajustement par les gestionnaires de réseau pour résoudre une congestion.

On distingue ensuite les flexibilités réseau RPT des flexibilités réseau RPD en fonction du réseau de raccordement de la flexibilité en question. Le terme « flexibilité réseau RPD » vient donc remplacer celui de « flexibilité distribuée ». Les flexibilités réseau RPD peuvent être activées pour résoudre des contraintes du RPT ou du RPD. Le terme de flexibilité locale est gardé et permet de désigner une flexibilités réseau RPD à laquelle seul un GRD peut recourir dans le cadre d'un appel au marché (aspect précisé dans la définition).

L'ensemble des définitions des flexibilités réseau et les évolutions proposées sont résumées dans la Figure 1 : définition des différentes flexibilitésFigure 1.



Figure 1 : définition des différentes flexibilités

DG3. Participation aux échanges de produits standard de mFRR sur la plateforme MARI

DG3.1. Contexte

La connexion de RTE à la plateforme européenne d'échange d'offres standard d'énergie de type mFRR (plateforme MARI) nécessite l'introduction de nouvelles définitions mais également la mise à jour de définitions afin d'intégrer ce nouveau type d'offre dans les chapitres relatifs au dispositif de programmation et au mécanisme d'ajustement.

De même, le calcul et la publication des indicateurs publics relatifs à l'équilibrage du système électrique à chaque pas de réglement des écarts devront évoluer pour prendre en compte les échanges d'énergie provenant d'offres standard de mFRR, en particulier les indicateurs concernant la tendance du système électrique et le prix moyen pondéré.

DG3.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché

Comme pour la participation à la plateforme TERRE, la connexion de RTE à la plateforme MARI entraîne des évolutions dans plusieurs chapitres des règles de marché. Ces évolutions ont pour objectif de détailler les différentes modalités de participation à la plateforme MARI et seront présentées dans ce document aux paragraphes suivants :

- Dispositions générales :
    - Définitions (Cf. § DG3.3.1) ;
    - Indicateurs et publications (Cf. § DG3.3.2)
- Chapitre 1 : modalités de programmation liées à la plateforme MARI (Cf. § PR2) ;
- Chapitre 2 : modalités de participation à la plateforme MARI (Cf. § MA3)

DG3.3. Proposition de RTE

DG3.3.1. Définitions

Afin de généraliser les définitions existantes qui comportent une mention d'offre d'ajustement standard de RR, des mises à jour ont été apportées pour y intégrer la notion d'offre d'ajustement standard de mFRR dans la définition du délai de mobilisation d'une offre (DMO) et la définition d'une offre d'ajustement standard. De même, à l'instar de la plateforme TERRE, une définition concernant la plateforme MARI a été ajoutée décrivant le type de produits échangés sur cette dernière.

Deux nouvelles définitions décrivant les caractéristiques techniques d'une « activation programmée de mFRR » et celles d'une « activation directe de mFRR » ont également été ajoutées. En effet, la plateforme MARI donne la possibilité à RTE de faire l'usage de deux types d'activations pour la gestion des déséquilibres, illustrés dans la Figure 2) :

- Une activation programmée (ou Scheduled Activation – SA) tous les quarts d'heure lors des 96 guichets journaliers avec un gabarit prédéfini ;

- Des activations directes (ou Direct Activations – DA) à la demande entre deux quarts d'heure au maximum toutes les minutes. Ces activations ont un profil variable en fonction du moment de l'activation.

Propriété	Valeur
Période de préparation	2,5'
Période de rampe	10'
DMO (FAT)	12,5'
DOmin	5' *(Scheduled Activation)* *6' à 19' (Direct Activation)*

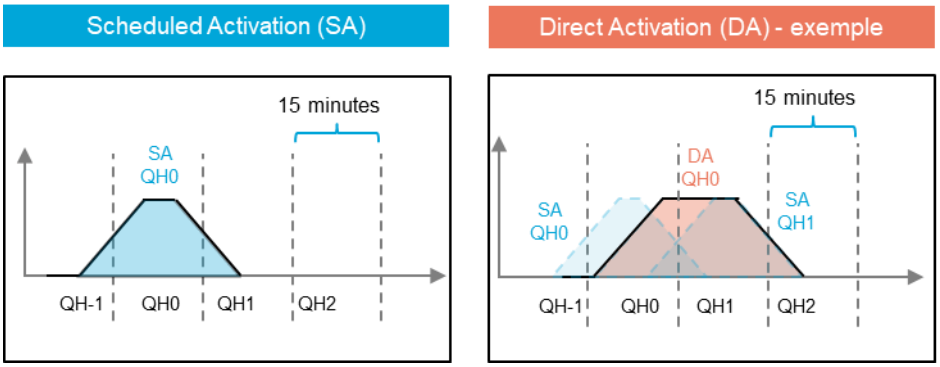


Figure 2 : les deux types d'activation possibles via la plateforme MARI

DG3.3.2. Indicateurs et publications

Les calculs de la tendance du système electrique français et du prix moyen pondéré ne prenant pas encore en compte les activations d'offres standard de mFRR, la détermination de la tendance devra intéger le volume d'énergie de mFRR standard échangé sur la plateforme MARI, celle du PMP devra prendre en compte les prix marginaux associés pour chaque pas de règlement des écarts. La valorisation et le prix de rémunération des activations ont été présentés lors des GT MA-RE du 17 mai 2022 et du 25 mai 2023.

Pour le prix marginal d'equilibrage, les définitions existantes couvrent d'ores et déjà l'activation d'offres standard de mFRR (considérées comme des énergies d'équilibrage pour l'équilibre P=C), il n'y a donc aucun changement pour cet indicateur dans les règles. Néanmoins, le calcul du PME fera l'objet d'une évolution dans le SI RTE pour la bonne prise en compte des prix d'activations de mFRR.

DG4. Utilisation d'un PME contre-tendance

DG4.1. Contexte

Le PME est le prix marginal d'équilibrage et son élaboration est décrite dans les dispositions générales des règles. Il n'existe qu'un seul PME, c'est celui de la tendance. Néanmoins, certains tests d'activations à la hausse réalisés dans le cadre des règles RR-RC peuvent survenir sur des pas où le tendance est finalement à la baisse. Dans ce cas, le PME qui est utilisé pour la valorisation de ces tests d'activations est un PME des activations à la hausse qui n'est donc pas celui de la tendance.

DG4.2. Proposition de RTE

Par souci de clarté, et pour éviter toute confusion quant à la valorisation des tests d'activations à la hausse effectués dans le cadre des règles RR-RC, RTE propose de simplement mentionner l'existence d'un PME contre-tendance dans les dispositions générales des règles.

DG5. Evolutions des définitions des dispositions générales

DG5.1. Ajout de définitions

Chapitre	Définitions ajoutées
Chapitre 1	• Enchère Infrajournalière
Chapitres 1 et 2	• Activation Directe de mFRR (Direct Activation) • Activation Programée de mFRR (Scheduled Activation)
Chapitre 2	• Jour Signalé Ecowatt Rouge • Plateforme MARI
Chapitre 3	• Flexibilité Réseau • Flexibilité Réseau RPT
Chapitre 4	• Offre de raccordement avec limitations à la charge du client

DG5.2. Modifications de définitions

Chapitre	Définitions modifiées
Chapitre 3	• Capacité d'Ajustement • Délai de Mobilisation d'une Offre ou DMO • Flexibilité Réseau RPD (nouveau nom) • Flexibilité Locale • Offre d'Ajustement Standard

DG5.3. Suppression de définitions

Sans objet.

Section relative aux évolutions du

Dispositif de Programmation

Chapitre 1 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION

PR1. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR LE PROJET DE REGLES DE MARCHE HARMONISEES 19

PR2. MODALITES DE PROGRAMMATION LIEES A LA PLATEFORME MARI 19

PR2.1. Contexte 19

PR2.2. Proposition de RTE 19
PR2.2.1. Résolution du programme d'appel pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR 19
PR2.2.2. Renvoi du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR 19
PR2.2.3. Traçabilité du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR 20

PR3. OUVERTURE DU MARCHE TRANSFRONTALIER INFRA-JOURNALIER A 15H EN J-1 21

PR3.1. Contexte général 21
PR3.1.1. Ouverture anticipée du marché infra-journalier transfrontalier continu 21
PR3.1.2. Enchères infra-journalières 21
PR3.1.3. Impacts sur les études de sécurité J-1 de RTE 21
PR3.1.4. Impact sur les études de sécurité européennes 22

PR3.2. Retours de l'appel à contributions 23

PR3.3. Proposition de RTE 23

PR4. RENFORCEMENT DU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION 23

PR4.1. Contexte général 23

PR4.2. Suspension de l'accord de participation en qualité de responsable de programmation 24
PR4.2.1. Contexte 24
PR4.2.2. Proposition de RTE 25

PR4.3. Responsabilité financière du responsable de programmation en cas de défaillance de programmation 25
PR4.3.1. Contexte 25
PR4.3.2. Proposition de RTE 26

PR4.4. Extension de la programmation aux sites d'injection RPD 26
PR4.4.1. Contexte 26
PR4.4.2. Proposition de RTE 29

PR5. PERIMETRES DE PROGRAMMATION RPD LIES A UNE PARTICIPATION AU MA ET/OU SSY 29

PR5.1. Contexte 29

PR5.2. Proposition de RTE 30

PR6. PASSAGE A 96 GUICHETS DE PROGRAMMATION ET D'OFFRES 30

PR7. AMENDEMENTS REDACTIONNELS DIVERS 31

PR7.1. Précision sur les redéclarations hors guichet 31
PR7.1.1. Contexte 31
PR7.1.2. Proposition de RTE 31

PR7.1. Suppression de l'article 1.F.3.3 31
PR7.1.1. Contexte 31
PR7.1.2. Proposition de RTE 31

PR7.2. Suppression de la date C 31
PR7.2.1. Contexte 31
PR7.2.2. Proposition de RTE 31

PR1. Prise en compte de la consultation sur le projet de règles de marché harmonisées

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant le chapitre 1 relatif au dispositif de programmation ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe 2.A3. Leur prise en compte est identifiée par des marques de révision surlignées en gris dans le projet de texte mis en consultation.

PR2. Modalités de programmation liées à la plateforme MARI

PR2.1. Contexte

Le dispositif de programmation permet à RTE de construire une vision fine des flux d'injection et de soutirage sur le réseau et de l'équilibre du système électrique pour les échéances à venir, via la transmission d'informations précises de la part des acteurs de marché. Cette vision permet à RTE :

- D'équilibrer le système électrique de façon proactive en utilisant les ressources flexibles les moins onéreuses ;
- De gérer les flux qui transitent sur le réseau avec le moins d'incertitudes possibles, et donc avec une efficacité économique accrue.

RTE dispose actuellement, pour chaque instant, du programme d'appel (envoyé par les responsables de programmation) et du programme de marche (tracé par RTE) au pas 5 minutes pour chaque moyen participant à la plateforme TERRE. Les moyens participant à la plateforme de produits standard de mFRR ne livreront pas, lors de l'activation, une forme trapézoïdale standard parfaite. Dès lors, il n'est pas possible pour RTE de connaitre le fonctionnement des moyens après l'activation d'une offre standard, sans la transmission du programme de marche par le receveur d'ordre.

PR2.2. Proposition de RTE

PR2.2.1. Résolution du programme d'appel pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR

Le contenu attendu par RTE du programme d'appel est décrit à l'article 1.I.2.1 du chapitre 1 des règles v1 proposées en consultation.

Afin d'uniformiser au maximum le fonctionnement des deux plateformes d'échange de produits standard TERRE et MARI, RTE propose que la résolution des chroniques de puissance du programme d'appel transmis par les responsables de progammation à RTE soit identique quelle que soit la plateforme, c'est-à-dire une résolution de 5 minutes.

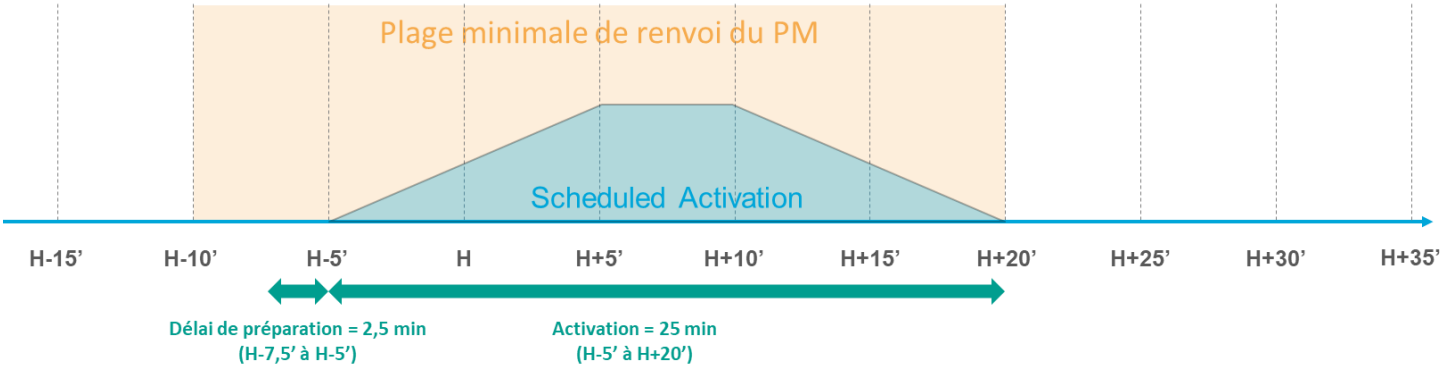
PR2.2.2. Renvoi du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR

La transmission des programmes de marche par l'acteur d'ajustement est réalisée conformément à l'article 1.I.4.2 du chapitre 1 des règles v1 proposées en consultation et aux modalités prévues dans les règles SI.

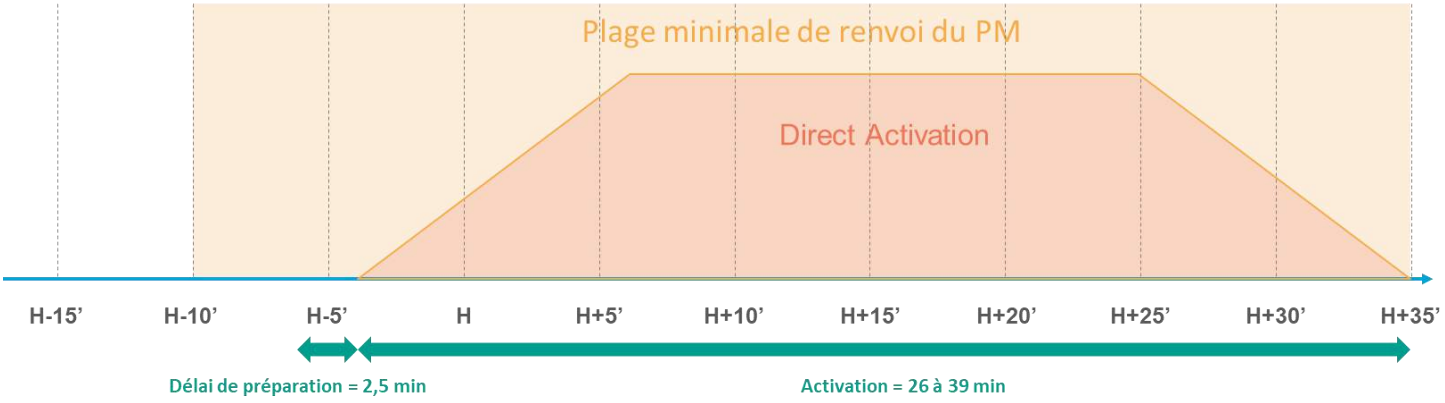
Pour maintenir une vision fine du système électrique et donc une gestion efficace de celui-ci, RTE souhaite que le receveur d'ordre désigné par l'acteur d'ajustement soit en mesure de transmettre à RTE le programme de marche pour ses moyens suite à une activation standard de mFRR.

Dans la mesure où le programme de marche permet à RTE d'anticiper le comportement des acteurs suite à une activation, RTE propose de calquer les modalités existantes pour les offres d'ajustement standard de RR aux offres d'ajustement standard de mFRR. Une spécificité réside néanmoins sur la plage de renvoi du programme de marche liée à la nature des produits échangés sur la plateforme MARI. En effet, la plage doit couvrir a minima tous les pas de temps 5 minutes du début du délai de préparation jusqu'à la fin de l'activation :

- Pour une activation programmée sur la période de livraison [H ;H+15'[



- Pour une activation directe sur la période de livraison [H ;H+15'[



PR2.2.3. Traçabilité du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR

La traçabilité du programme de marche est décrite à l'article 1.I.4.3 du chapitre 1 des règles proposées en consultation.

Afin d'uniformiser au mieux le fonctionnement des deux plateformes d'échange de produits standards TERRE et MARI, RTE propose la même règle d'établissement du programme de marche théorique, en particulier lors de la jonction entre la puissance d'une offre standard de mFRR et le programme d'appel tracé par RTE.

PR3. Ouverture du marché transfrontalier infra-journalier à 15h en J-1

PR3.1. Contexte général

PR3.1.1. Ouverture anticipée du marché infra-journalier transfrontalier continu

Officiellement, le marché continu infra-journalier transfrontalier (marché unique en Europe géré par la plateforme XBID) ouvre déjà à 15h en J-1 pour une livraison en J sur les 24 pas horaires. Cependant, l'ensemble des GRT européens bloquent les échanges aux frontières jusque 22h en J-1 de manière à disposer de données stabilisées aux frontières pour mener les études J-1 d'analyse de sécurité.

La décision de l'ACER en avril 2018 met fin à ce procédé en imposant l'ouverture du marché infra-journalier sur toutes les frontières de l'Union Européenne à 15h en J-1. L'application de cette décision est prévue pour le second semestre 2024, à l'occasion de la mise en service des trois enchères infra-journalières.

PR3.1.2. Enchères infra-journalières

L'article 55 du code de réseau européen Capacity Allocation for Congestion Management (CACM) stipule que la capacité infra-journalière doit être tarifée, comme c'est le cas lors du couplage journalier. C'est dans ce contexte qu'en 2024, trois enchères infra-journalières (ou IDA, pour IntraDay Auction) viendront interrompre le marché continu XBID. Deux enchères auront lieu en J-1 (IDA 1 à 15h et IDA 2 à 22h en J-1) et porteront sur les 24 pas horaires de la journée de livraision du lendemain et la troisième (IDA 3) aura lieu à 10h en J et portera sur les 12 pas horaires restants de la journée en cours.

PR3.1.3. Impacts sur les études de sécurité J-1 de RTE

En 2024, avec l'ouverture réelle du marché continu aux interconnexions et la mise en service de la première enchère infra-journalière (IDA 1) à 15h en J-1, RTE s'interroge sur la fiabilité future de ses études de sécurité J-1 dans ce contexte d'échanges transfrontaliers variables.

En effet, si le processus de déclaration des PA reste similaire à l'existant, les programmes d'échanges aux frontières devraient quant à eux évoluer de 15h à 16h30 (HLAR) suites aux transactions issues de l'IDA 1 à 15h et des échanges continues XBID entre 15h20 et 16h30. Le risque pour RTE est de ne pas disposer d'une vision équilibrée et cohérente du système électrique français à 16h30 en J-1, moment où RTE réalise ses études de sécurité du réseau et ses calculs de prévision de l'équilibre entre l'injection et le soutirage.

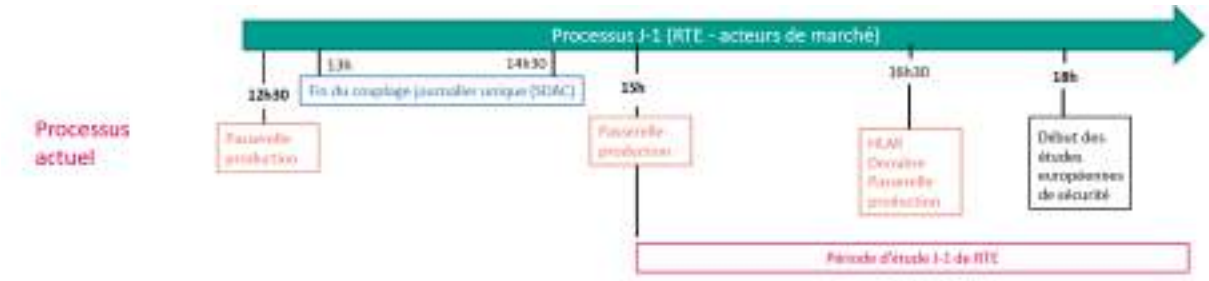


Figure 3 : processus J-1 de déclaration des données de production en lien avec l'évolution actuelle des données d'échanges aux interconnexions

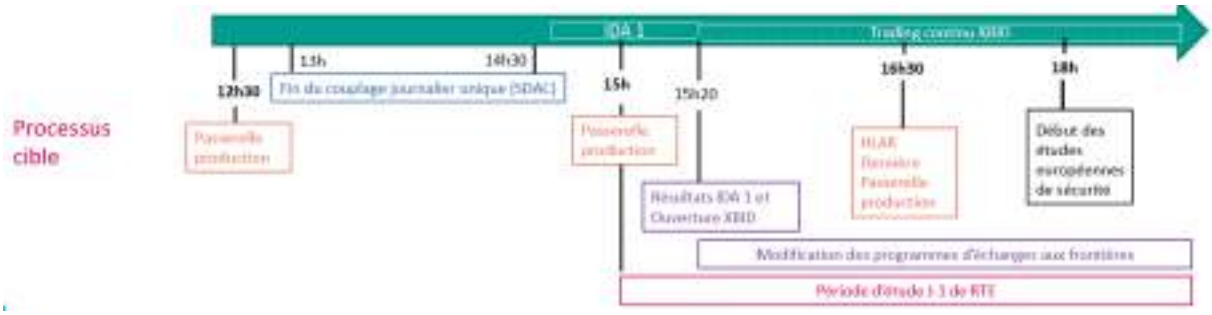


Figure 4 : processus J-1 de déclaration des données de production en lien avec l'évolution cible des données d'échanges aux interconnexions

Un décalage important entre la production déclarée dans les programmes d'appel et les programmes d'échanges aux frontières (issues des échanges réalisées sur le marché infra-journalier entre 15h et 16h30) pourraient entrainer des incohérences dans les données qui alimentent les études de sécurité J-1 des opérateurs de RTE, qui pourraient donc s'avérer fausses et ainsi mettre en danger la sûreté du système électrique français.

PR3.1.4. Impact sur les études de sécurité européennes

Des programmes d'appel incohérents avec les échanges aux frontières pourraient fausser les études européennes de sécurité du système électrique, pour deux raisons principales :

- En application du règlement européen CACM (EU 2015/1222), RTE construit aujourd'hui un modèle de réseau J-1 qui est envoyé au centre de coordination régional à 18h pour être utilisé dans les premières études de sécurité et surtout comme donnée d'entrée des premiers calculs de capacité infra-journaliers dans toutes les régions de calcul de capacité où RTE est présent.
- De même, ce modèle de réseau fourni par RTE sera utilisé en entrée des processus d'analyse de sécurité coordonnée régionale (CSA), en application du règlement européen SOGL (EU 2017/1485). Pour une journée J, quatre processus de CSA auront lieu en cible (1 en J-1 et 3 en infra-journalier) pour chacune des régions de calcul de capacité où RTE est présent. Pour le processus J-1, RTE devra ainsi fournir à 18h au plus tard un modèle de réseau fiable. Pour les processus infra-journaliers, RTE devra également fournir des modèles de réseau cohérents.

Ainsi, RTE est contraint de fournir à 18h un modèle de réseau équilibré aux processus européens. Les échanges doivent tenir compte des résultats de tous les mécanismes de marché transfrontaliers jusqu'à 16h, c'est-à-dire tenant compte de la première enchère infra-journalière. Pour que le modèle de réseau de RTE soit fiable, il est nécessaire que les programmes d'appel soient alignés avec ces échanges aux frontières.

PR3.2. Retours de l'appel à contributions

Un appel à contributions a été envoyé aux acteurs. L'objectif était de recueillir les contraintes et les préférences des acteurs dans les processus de déclaration et de redéclaration des programme d'appel en lien avec les positions prises sur les marchés européens en J-1. Deux acteurs y ont répondu.

Avec la mise en service prochaine de l'IDA 1 et du démarrage précoce de marché continu infra-journalier transfrontalier, un des acteurs affirme être capable de fournir à HLAR (16h30) des PA cohérents avec les positions prises sur le couplage journalier, l'IDA 1 et le marché continu de 15h20 à 16h.

L'autre acteur a exprimé ses craintes de ne pas être en mesure d'envoyer à HLAR des PA cohérents avec les premiers échanges infrajournaliers (IDA1 + trading continu jusqu'à 16h) si la liquidité sur le marché infrajournalier venait à être trop importante.

PR3.3. Proposition de RTE

RTE propose d'ajouter dans l'article 1.I.2.3.1 une précision de ce que RTE attend à HLAR (positionnée à 16h30 en J-1) dans les programmes d'appel envoyés par les RP. RTE attend que les responsables de programmation envoient des programmes d'appel cohérents avec les positions prises sur les marchés par le responsable d'équilibre auquel sont rattachés les sites constituant les EDP de leur périmètre de programmation : marché spot journalier à 12h et enchère infra-journalière de 15h (IDA 1).

De même, RTE propose de préciser dans l'article 1.I.2.3.2 le niveau de cohérence attendu par RTE à certains guichets infra-journaliers de redéclaration des PA. Ainsi, RTE attend :

- Au guichet infra-journalier de redéclaration de 00h, des PA tenant compte des échanges réalisées sur l'enchère infra-journalière 2 (22h en J-1) ;
- Au guichet infra-journalier de redéclaration de 12h, des programmes d'appel tenant compte des échanges réalisées sur l'enchère infrajournalière 3 (10h en IJ).

RTE propose enfin d'ajouter, à partir d'une date PR_5, un nouveau guichet, positionné à 18h en J-1, au processus infra-journalier de redéclaration infrajournalier. Ce guichet permettrait aux responsables de programmation de maintenir leurs programmes d'appel cohérents avec les dernières positions prises sur les marchés infrajournaliers. Ce guichet intègre le processus infra-journalier de redéclaration: il n'a pas vocation à se subtituer dans les faits à HLAR, qui reste positionné à 16h30.

PR4. Renforcement du dispositif de programmation

PR4.1. Contexte général

Historiquement, l'équilibrage du réseau électrique par RTE s'appuie fortement sur l'utilisation d'offres implicite sur le mécanisme d'ajustement. Cela était dû à la prédominance, dans les capacités d'ajustement, des moyens de production centralisés historiques, relativement peu nombreux et dont la localisation sur le RPT et les caractéristiques techniques sont connues de RTE.

L'évolution du marché de l'équilibrage a favorisé l'émergence de nouvelles capacités d'équilibrage dont les caractéristiques diffèrent fortement de celles des moyens historiques : plus faibles volume répartis de manières diffuses sur le territoire et contraintes techniques très diverses, ce qui rend leur connaissance précise ardue pour les opérateurs du réseau. Ces moyens sont davantage adaptés pour faire des offres explicites sur le mécanisme d'ajustement. L'augmentation de la part des produits standard dans l'équilibrage contribue également à l'accroissement de la soumission d'offres explicites.

La programmation étant historiquement intrinsèquement liée à la participation implicite au mécanisme d'ajustement, l'arrivée de plus en plus massive d'offres explicites questionne la place de la programmation dans les processus d'équilibrage de RTE. En effet, pour le moment, l'envoi de programmes d'appel est incompatible avec la participation explicite au mécanisme d'ajustement (cela sera possible à partir de la date PR_2 (ancienne date I) dans le chapitre 1 des règles de marché).

Pourtant, RTE a la conviction que la programmation possède une place capitale dans sa gestion du système électrique :

- En permettant d'avoir une vision anticipée et fiable des volumes injectés dans le système par les différents moyens de production, la programmation permet à RTE d'avoir une gestion proactive du système et d'en minimiser les coûts :
    - La gestion proactive du réseau permet d'identifier à l'avance les zones à risque et d'activer des parades topologiques peu coûteuses.
    - La gestion proactive de l'équilibrage offre-demande (EOD) permet de gérer le déséquilibre en utilisant tous les moyens disponibles sur la préséance technico-économique, sans fermer la porte à des moyens potentiellement peu coûteux, mais dont la mobilisation prend du temps.
- En faisant le lien entre les participations au mécanisme d'ajustement et aux services systèmes fréquence, il permet d'aider à l'optimisation de la participation des moyens de production aux différentes composantes de l'équilibrage et contribue ainsi à éviter un surdimensionnement du parc.

Avec le projet d'harmonisation des règles de marché, RTE a fait le choix de dédier à la programmation un chapitre des règles dédie, dorénavant nommé dispositif de programmation. RTE souhaite par là marquer l'importance que revêt pour lui ce mécanisme et l'attention qui lui sera porté lors des prochaines évolutions : il s'agit bien d'un service à part entière pour le système, et non une sorte de simple synonyme de participation implicite au mécanisme d'ajustement.

Des premières évolutions sont proposées dans cette nouvelle version des règles afin de débuter le long travail que constitura la modernisation du dispositif de programmation.

PR4.2. Suspension de l'accord de participation en qualité de responsable de programmation

PR4.2.1. Contexte

RTE est engagé dans un chantier de modernisation de ses outils EOD afin de se préparer à une augmentation de la cadence de l'équilibrage. Ce chantier implique une refonte d'outils historiques. Néanmoins, toute la chaine applicative n'est pas encore prête à une accélération des processus puisque le chantier de refonte est en cours.

En 2023, certaines redéclarations de programmes d'appel (ci-après PA) ont été faites très régulièrement par des responsables de programmation sans mener nécessairement à une mise à jour du PA (i.e. redéclaration non nécessaire). Ceci a eu des effets négatifs sur la chaine applicative EOD de RTE, et il existe un risque sérieux de perte de guichets de programmation et d'ajustement qui pourrait impacter l'ensemble des acteurs.

La possibilité pour RTE de suspendre un acteur d'ajustement en cas de mise en danger du SI de RTE avait été intégrée dans la version 9.2 des règles MA-RE entrée en vigueur le 1er septembre 2021 (cf. article 2.18 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur). L'harmonisation structurelle des règles de marché a permis de souligner que cette possibilité ne concerne que la suspension de l'accord de participation en tant qu'acteur d'ajustement. Cependant, les responsables de programmation peuvent tout autant mettre en danger le SI de RTE. A l'heure actuelle, rien n'existe dans les règles de marché pour gérer ce type de situation.

RTE souhaite donc se prémunir de comportements dangereux que pourrait avoir un responsable de programmation et qui ne serait pas corrigé par celui-ci après que RTE l'en a informé.

PR4.2.2. Proposition de RTE

RTE propose d'ajouter dans l'article 1.D.2 une disposition, calquée sur celle présente dans l'article 2.D.2 correspondant dans le chapitre 2, donnant la possibilité à RTE de suspendre l'accord de participation en qualité de responsable de programmation dans le cas où un responsable de programmation a un comportement menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE.

Dans les faits une telle action ne se ferait que si RTE estime qu'il n'y a pas d'autre solution pour protéger son SI. RTE propose donc également de préciser qu'il prendra d'abord contact avec le responsable de programmation défaillant afin de lui exposer la problématique rencontrée et le comportement identifié comme dangereux. Ainsi, la notification de la suspension n'interviendrait que si ce contact préalable ne permettait pas de régulariser la situation. Par souci d'harmonisation, la même mention a été ajoutée dans l'article correspondant du chapitre 2 des règles.

PR4.3. Responsabilité financière du responsable de programmation en cas de défaillance de programmation

PR4.3.1. Contexte

RTE a constaté des situations où la puissance injectée par certains sites de production différait significativement du programme de marche issu du programme d'appel transmis à RTE (parfois jusqu'à plus de 100% d'écart entre le programme et le réalisé). Dans certains cas, il est arrivé que ces écarts conduisent à une problématique d'équilibrage ou de réseau non anticipée par RTE. Du fait d'une mauvaise programmation, le gestionnaire peut donc se retrouver contraint d'effectuer des parades sous-optimales sur le réseau. Ceci peut engendrer des conséquences négatives sur d'autres clients qui se retrouveraient impactés par la parade mise en oeuvre.

PR4.3.2. Proposition de RTE

RTE propose d'amender les règles relatives au dispositif de programmation afin de lui permettre, lorsqu'un non-respect substantiel et répété du programme de marche est identifié comme étant la cause d'un incident dans la gestion du système électrique, de faire porter sur le responsable de programmation la responsabilité financière de la gestion de l'incident et de la réparation des préjudices dont il est à l'origine.

En cas d'un incident d'exploitation notable dont l'origine repose sur un écart significatif au programme de marche, RTE se rapproche du responsable de programmation pour tenter de comprendre l'origine du dysfonctionnement et trouver une solution pérenne pour que l'incident ne se reproduise pas à l'avenir. Cet amendement des règles permettra à RTE de disposer d'un levier supplémentaire pour assurer une bonne qualité de programmation, au-delà du principe général selon lequel « le responsable de programmation s'engage à faire ses meilleurs efforts pour la qualité de sa programmation ».

RTE ne conçoit pas cet amendement comme la description d'un processus nominal de gestion des écarts de programmation, mais comme une clause à caractère assurantiel, visant à gérer des cas exceptionnels et à inciter financièrement les responsables de programmation à améliorer leur processus de programmation et ainsi déclarer des programmes conformes à leurs prévisions de production. De plus, RTE souhaite rappeler qu'il encourage les acteurs à lui déclarer dès que possible l'apparition d'un fortuit dégradant sa capacité à honorer un programme. L'amendement mentionne l'écart au programme de marche, qui désigne le dernier programme d'appel reçu en J-1 par RTE pour une entité de programmation, modifié par les redéclarations (du programme d'appel et/ou des performances et contraintes techniques) ainsi que les activations d'ordres par RTE. RTE considère que le processus de redéclaration lors des guichets infra-journaliers (articles 1.I.2.3.2 et 1.I.3.2.3) ainsi que le processus de redéclaration hors mécanisme de guichet (article 1.I.3.2.4) permettent en l'état aux responsables de programmation de communiquer à RTE une vision des programmes de production conforme à la réalité.

PR4.4. Extension de la programmation aux sites d'injection RPD

PR4.4.1. Contexte

La part des énergies renouvelables (EnR) intermitentes dans le mix énergétique français est en pleine croissance, et les prévisions montrent que cette tendance va se poursuivre dans les années à venir.

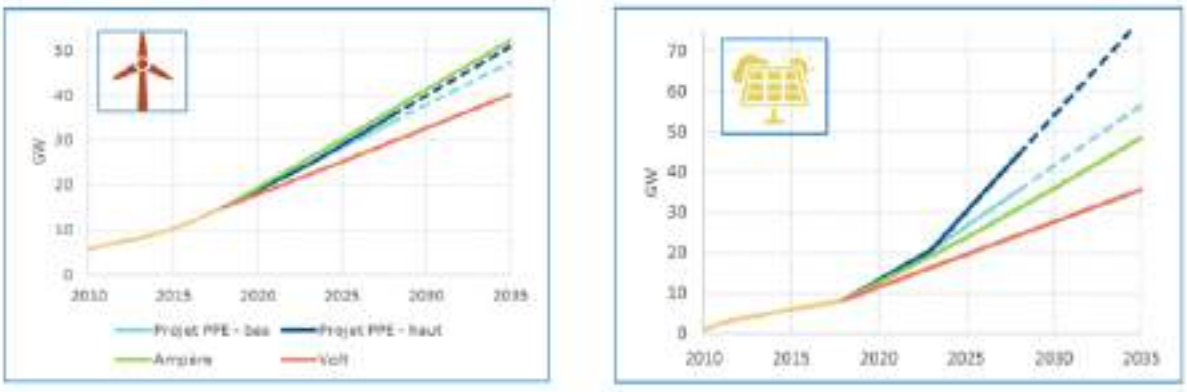


Figure 5 : prévisions d'évolution de la puissance installée en France des filière éolienne (gauche) et photovoltaïque (droite), selon différents scénarios.

Pour avoir une vision anticipée de la production EnR, RTE s'appuie sur une combinaison :

- Des programmes envoyés par les responsables de programmation des sites RPT ;
- Des programmes agrégés remontés à la maille nœuds HTA/HTB par certains GRD ;
- Ses propres prévisions et estimations.

La Figure 6 récapitule le cadre légal et réglementaire encadrant l'obligation des producteurs d'établir des programmes d'appel (PA) et de les remonter aux gestionnaires de réseau. Il s'agit d'une obligation découlant du Code de l'énergie, qui impose aux producteurs RPT d'établir des PA à destination de RTE et aux producteurs RPD d'établir des PA à destination des GRD, qui les remontent ensuite à RTE sous forme de PA agrégés.
Cette obligation du Code de l'énergie est déclinée :

- Dans le CART, par l'obligation pour les producteurs RPT de désigner un responsable de programmation,
- Dans les règles de marché, par l'obligation pour les responsables de programmation de déclarer des PA à RTE tous les jours, pour leurs entité de programmation contenant des sites situées sur le RPT.
- Dans les règles de marché, les GRD doivent envoyer des PA agrégés à RTE, à la maille nœud HTA /HTB. Cette obligation est cependant associée à la date d'entrée en vigueur différée PR_1 (anciennement date D).

	Sites RPT	Sites RPD
Code de l'énergie	• Des PA sont établis par tous les producteurs RPT • RTE est destinataire des PA des installations RPT	• Les PA sont établis par les producteurs RPD non marginaux (> 1 MW) • Le GRD est destinataire des PA établis par les installations du RPD et il envoie à RTE des PA agrégés à la maille transfo HTA/HTB • Les installations RPD participant au MA envoient leurs PA directement à RTE
Règles MA-RE	• CART : les producteurs RPT doivent désigner un Responsable de Programmation • Le RP est chargé de constituer des PA à l'intention de RTE	• Date PR_1 (ancienne date D) : les GRD de rang 1 envoient à RTE les PA agrégés à la maille transfo HTA/HTB • Les installations RPD participant au MA en implicite envoient leurs PA directement à RTE • Date PR_2 (ancienne date I) : les installations RPD participant au MA en explicite envoient leurs PA directement à RTE
En pratique	• Une partie importante des producteurs RPT ne respectent pas l'obligation de désigner un RP • Une part des RP n'envoie pas de PA	• Enedis a anticipé la date PR_1 et renvoie déjà des PA agrégés • Une seule EDA implicite (70 MW) permettant de récupérer des programmes directement

Figure 6 : cadre légal et réglementaire encadrant le dispositif de programmation

Actuellement, la puissance installée des filière solaire et éolienne est de plus de 41 GW, principalement raccordée au réseau de distribution, en particulier en HTA (voir Figure 7). Dans l'état actuel des règles relatives au Dispositif de Programmation, RTE ne dispose pas d'un moyen réglementaire de récupérer, par l'intermédiaire des GRD, les programmes de production établis par les producteurs EnR. Pour palier ces lacunes et disposer d'une prévision de production suffisamment fiable pour assurer la sécurité du système électrique, RTE effectue ses propres prévisions de production pour cette partie du parc EnR. Cependant, la production d'une part croissante du parc EnR n'est plus liée uniquement à des conditions météorologiques, et d'autres variables entrent en considération pour déterminer la puissance injectée sur le réseau, comme la maintenance, les contraintes environnementales, ou des informations liées au marché. En particulier, la production EnR est de plus en plus affectée par le prix de l'électricité sur les bourses journalière et infrajournalière.

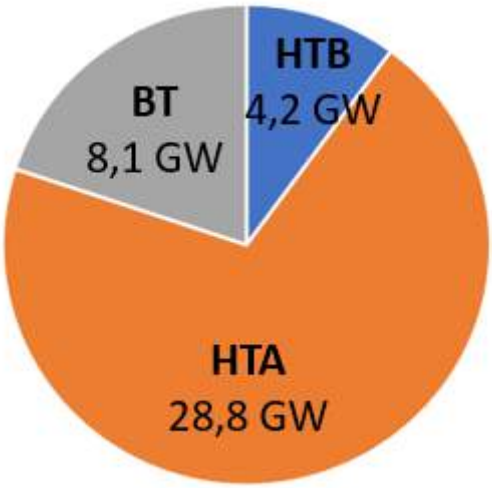


Figure 7 : répartition du raccordement de la puissance installée (éolien + photovoltaïque) en France (source : registre national des installations de production et de stockage d'électricité au 31/07/2023).

Il existe deux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pour en favoriser le developpement : l'obligation d'achat (OA), qui permet de vendre l'énergie à un acheteur obligé à un prix fixé, et le complément de rémunération (CR), qui consiste en une prime versée au producteur en complément de la vente de son énergie sur les marchés. Sur les plages horaires où le prix spot J-1 est négatif, la prime liée au complément de rémunération n'est pas versée, et ce afin d'inciter les producteurs à stopper leur production pour limiter le surplus d'énergie dans le système.

Près de la moitié de la puisance installée concerne des parcs qui ne sont pas en OA, ce qui veut dire qu'ils peuvent s'arrêter sur les périodes où le prix spot J-1 est négatif. Pour évaluer le volume de production EnR manquant lors de ces épisodes de prix spot J-1 négatif, RTE utilise ses outils de prévision en prenant l'hypothèse que tous les parcs en complément de rémunération arrêtent leur production durant la période ou le prix spot J-1 est négatif. Cependant, ce système rencontre deux limites :

- Les installations de production ne bénéficiant d'aucun mécanisme de soutien n'ont pas une incitation financière à s'arrêter durant la période de prix spot J-1 négatif, et cela peut être intéressant pour eux de s'arrêter ou de continuer à produire, selon la situation. RTE n'a actuellement aucune connaissance de ce que ces installations prévoient de faire, ce qui peut créer un déséquilibre non anticipé.
- Lorsque le volume d'arrêt des EnR, suite à un prix spot J-1 négatif, est très important, il peut arriver que cela conduise à un fort déficit d'énergie dans le système et que cela se traduise sur le marché infra-journalier par une remontée du prix dans des plages positives, ce qui conduit certains producteurs à garder en production ou à redémarrer des moyens de production EnR durant la période de prix spot J-1 négatif. De la même manière, ces décisions ne sont pas connues de RTE et induisent également un déséquilibre dans le système.

Avec l'augmentation de la part des EnR dans le mix énergétique, les incertitudes de prévision causées par ces deux limites sont croissantes et maintenant supérieures aux valeurs des aléas dimensionnants pour la sûreté du système. RTE cherche donc à limiter ces incertitudes en améliorant sa connaissance des prévisions de production des EnR.

PR4.4.2. Proposition de RTE

Pour améliorer sa visibilité de la production EnR, RTE souhaite améliorer la participation des EnR au dispositif de Programmation. Cela se traduit :

- Sur le RPT, par une mise en conformité des sites de production EnR ne respectant pas le cadre réglementaire. Un courier a été envoyé aux producteurs n'ayant pas déclaré de responsable de programmation pour leur demander de régulariser leur situation ; des ateliers ont également été organisés pour ces même producteurs afin de les sensibiliser au dispositif de programmation et de les accompagner. RTE souhaite de plus encourager les responsables de programmation à redéclarer leurs programmes d'appel au cours de la journée pour prendre en compte les prévisions les plus récentes dont ils disposent.
- Sur le RPD , par une extension du dispositif de programmation aux sites d'injection RPD. Cette disposition est actuellement présente dans le chapitre 1 des règles à l'article 1.R.1 décrivant le renvoi de programmes d'appel agrégés à la maille nœud HTA/HTB par les GRD de rang 1 ; cette disposition est associée à une date d'entrée en vigueur différée PR_1 (anciennement date D) et RTE souhaite se diriger vers une notification de cette date. Conscient de l'ampleur des évolutions que cela peut demander pour les producteurs ainsi que pour certains GRD, RTE propose une échéance prévisionnelle pour la bascule au 1er janvier 2025. L'année 2024 sera alors consacrée à l'accompagnement des GRD le désirant, au moyen d' ateliers techniques dédiés, de manière à ce que le contexte soit le plus favorable possible pour l'entrée en vigueur de cette extension de la programmation.

PR5. Périmètres de programmation RPD liés à une participation au MA et/ou SSY

PR5.1. Contexte

Le périmètre de programmation regroupe l'ensemble des entités de programmation (EDP) et entités de programmation soutirage (EDP soutirage).

- Sont concernées par les EDP :
  - Les sites d'injection RPT qui sont concernés par l'obligation de programmer
  - Les sites d'injection RPT et RPD qui participent au MA en implicite ou aux SSYf
  - Les sites de stockage RPT et RPD qui participent au MA ou aux SSYf (offres explicites et obligation de d'envoyer un programme pour le MA et les SSYf)
- Sont concernées par les EDP Soutirage :
  - Les sites de soutirage RPT ou RPD dans le cadre des SSYf

La gestion des périmètres de programmation diffère de la gestion des périmètres d'ajustement, d'effacement ou encore de réserve. C'est notamment le cas en ce qui concerne la gestion des périmètres de programmation RPD.

Le fonctionnement actuel est le suivant :

- Les EDP sont créées par RTE suite à la demande d'un responsable de programmation.
- Les sites RPD sont envoyés par les GRD à RTE, à travers les périmètres du mécanisme d'ajustement, des services système (respectivement périmètres des EDA/EDR), et sans

mention du rattachement du site à une EDP. Le périmètre d'une EDP est donc déduit du périmètre EDA et/ou EDR.

- Les GRD ne gèrent donc pas les périmètres des EDP.
- Les RP ne peuvent donc pas déclarer à RTE le périmètre en sites de leurs EDP, pour les sites RPD, via le processus habituel.

RTE souhaite donc fiabiliser ce processus pour garantir une cohérence entre les différents périmètres de programmation, d'ajustement et de réserve.

De plus, la déclaration du périmètre de programmation RPD est un prérequis pour permettre d'avantages d'agrégations sur le mécanisme d'ajustement et sur les services système, que cela soit pour les EDA comprenant plusieurs EDP, mais également pour les EDR mixtes RPD modèle cible.

PR5.2. Proposition de RTE

RTE propose que le responsable de programmation transmette au GRD concerné, l'information du lien site – EDP lors d'une évolution d'un site lié à une EDA ou une EDR.

La Figure 8 illustre les situations nécessitant que le site rejoigne une EDP, et donc que le responsable de programmation mentionne l'EDP auprès du GRD.

Dans les situations présentées, le responsable de programmation, l'acteur d'ajustement et le responsable de réserve constituent la même personne morale. A ce titre, l'information de lien site-EDP peut être transmis à travers les échanges actuels d'une part, entre le GRD et l'acteur d'ajustement, et d'autre part entre le GRD et le résponsable de réserve.

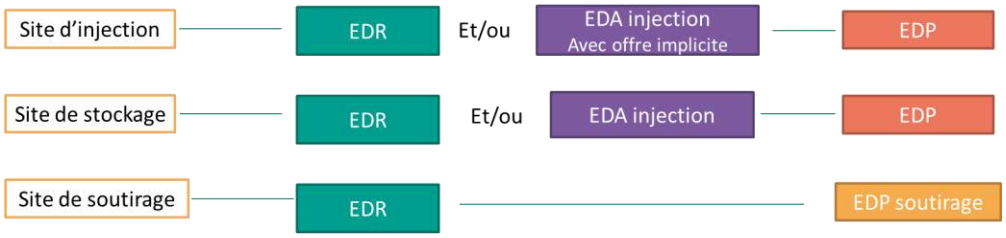


Figure 8 : description des cas où un site doit rejoindre une EDP et où le responsable de programmation doit la mentionner au GRD.

Des précisions sont apportées au sein des chapitres 1, 2 et 4 relatifs, respectivement, au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement et aux services système pour décrire, d'une part, les modifications liées à la déclaration des informations par le RP auprès du GRD concerné et, d'autre part, la transmission de ces données par le GRD à RTE.Des précisions sont apportées au sein du chapitre PROG, MA et SSYf, afin de décrire d'une part, les modifications liées à la déclaration des informations par le RP auprès du GRD concerné, et d'autre part, la transmission de ces données par le GRD à RTE.

Cette évolution prendra effet à partir des dates suivantes qui seront notifiées concomittament :

- PR_{14} pour le chapitre 1 ;
- MA_{14} pour le chapitre 2 ;
- SY_{14} pour le chapitre 4.

PR6. Passage à 96 guichets de programmation et d'offres

Le contexte ainsi que la proposition d'évolution des règles relatives au dispositif de programmation ont été mutualisés dans la partie dédiée au mécanisme d'ajustement du présent rapport.

PR7. Amendements rédactionnels divers

PR7.1. Précision sur les redéclarations hors guichet

PR7.1.1. Contexte

L'article 1.I.3.2.4 précise les conditions dans lesquelles un RP redéclare ses performances et contraintes techniques en dehors du mécanisme de guichets et sans délai de prévenance. Parmi ces conditions se trouvent la venue d'un aléa non maîtrisable sur un groupe de production et le retour à la disponibilité d'un groupe de production, mais il n'est pas fait mention des cas de survenue d'un aléa/retour à la normale concernant un site de stockage stationnaire ou un site de soutirage.

PR7.1.2. Proposition de RTE

Par souci de complétude, RTE propose d'ajouter les cas de survenue d'un aléa/retour à la normale concernant un site de stockage stationnaire ou un site de soutirage parmi les conditions dans lesquelles un responsable de programmation redéclare ses performances et contraintes techniques en dehors du mécanisme de guichets et sans délai de prévenance.

PR7.1. Suppression de l'article 1.F.3.3

PR7.1.1. Contexte

L'article 1.F.3.3. (article 3.2.1.2.3 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur) a été intégrée dans la version 8.4 des règles MA-RE, entrée en vigueur le 1er août 2018 . L'objectif de cet article était de faire le lien entre deux corpus des règles (MA-RE et SSYf) au sujet du processus d'évolution des EDP Soutirage. Or la description de l'évolution des EDP soutirage en lien avec les EDR est déjà décrite dans le chapitre 4.

PR7.1.2. Proposition de RTE

RTE propose donc de supprimer cet article 1.F.3.3 du chapitre 1.

PR7.2. Suppression de la date C

PR7.2.1. Contexte

La date C correspond à la possibilité pour une Entité de Réserve de type soutirage d'être composée uniquement de plusieurs EDP soutirage (ou EDP si stockage faisant de l'ajustement). Avec l'expérimentation portant sur les agrégrations mixtes des EDR introduite dans les règles SSYf en vigueur, cette date n'est plus nécessaire et est portée par cette même expérimentation présente au chapitre 4 (article 4.S.5).

PR7.2.2. Proposition de RTE

RTE propose donc de supprimer cette date pivot du chapitre 1.

Section relative aux évolutions du

Mécanisme d'Ajustement

Chapitre 2 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU MECANISME D'AJUSTEMENT

MA1. PRISE EN COMPTE DES RETOURS SUR LES REGLES DE MARCHE HARMONISEES 36

MA2. CLARIFICATION DE L'USAGE DU MA POUR LA CORRECTION DE PE LORS DE CONGESTIONS DU RPT 36

MA2.1. Contexte 36

MA2.2. Proposition de RTE 36

MA3. MODALITES DE PARTICIPATION A LA PLATEFORME MARI 37

MA3.1. Contexte générale 37

MA3.2. Qualification d'acteurs d'ajustement et aptitude à la participation de la plateforme MARI 38
MA3.2.1 Contexte 38
MA3.2.2 Proposition de RTE 38

MA3.3. Construction d'une offre d'ajustement standard de mFRR 38
MA3.3.1 Contexte 38
MA3.3.2 Proposition de RTE 39

MA3.4. Utilisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE 40
MA3.4.1 Contexte 40
MA3.4.2 Proposition de RTE 41

MA3.5. Valorisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE 42
MA3.5.1 Contexte 42
MA3.5.2 Proposition de RTE 42

MA3.6. Calcul du volume commercial d'une offre d'ajustement spécifique par RTE 44
MA3.6.1 Contexte 44
MA3.6.2 Proposition de RTE 44

MA3.7. Indicateurs et publications 44
MA3.7.1 Contexte 44
MA3.7.2 Proposition de RTE 44

MA4. EVOLUTIONS RELATIVES A LA PLATEFORME TERRE 45

MA4.1. Rémunération des offres d'ajustement standards de RR activées pour la contrôlabilité des interconnexions 45
MA4.1.1 Contexte 45
MA4.1.2 Proposition de RTE 45

MA4.2. Rémunération des offres d'ajustement standard de RR se superposant à l'activation d'une offre d'ajustement spécifique 45
MA4.2.1 Contexte 45
MA4.2.2 Proposition de RTE 46

MA4.3. Ajout d'un motif d'exclusion des offres d'ajustement standards de RR 46

MA4.3.1 Contexte 46
MA4.3.2 Proposition de RTE 47

MA5. SYMETRISATION DE LA FORMULATION DES PRIX SUR LES OFFRES D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE 47

MA5.1. Contexte et problématique 47

MA5.2. Proposition de RTE 47

MA6. EVOLUTION DU CADRE RELATIF AUX PETITES OFFRES D'AJUSTEMENT 47

MA6.1. Contexte 47

MA6.2. Rappel des évolutions réglementaires 48

MA6.3. Analyse de la situation actuelle 49

MA6.4. Proposition de RTE 51

MA7. MISE EN ŒUVRE DU PROCESSUS EUROPEEN DE L'ANALYSE SECURITE COORDONNEE (CSA) 53

MA7.1. Contexte 53

MA7.2. Processus actuel 54

MA7.3. Proposition de RTE 54

MA8. PASSAGE A 96 GUICHETS DE PROGRAMMATION ET D'OFFRE 55

MA8.1. Contexte et cadre réglementaire 55

MA8.2. Proposition de RTE 55

MA9. GRANULARITE DES CUO 56

MA9.1. Contexte 56

MA9.2. Problématique 56

MA9.3. Proposition de RTE 57

MA10. EVOLUTION DES METHODES DE CONTROLE DU REALISE 57

MA10.1. Méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » 57
MA10.1.1 Contexte 57
MA10.1.2 Proposition de RTE 58

MA10.2. Méthode du « rectangle simple » 59
MA10.2.1 Contexte 59
MA10.2.2 Proposition de RTE 60

MA11. VALORISATION DES ECARTS D'AJUSTEMENT 60

MA11.1. Contexte réglementaire 60

MA11.2. Problématique 62

MA11.3. Proposition de RTE 63

MA12. AUTRES EVOLUTIONS ET AMENDEMENTS REDACTIONNELS 64

MA12.1. Impossibilité pour une EDA injection RPD d'offrir en explicite en étant constituée d'une EDP 64
MA12.1.1 Historique de concertation 64
MA12.1.2 Contexte et problématique 65
MA12.1.3 Proposition de RTE 65

MA12.2. Suppression de l'article l'article 2.P.2 65
MA12.2.1 Contexte 65
MA12.2.2 Proposition de RTE 65

MA12.3. Suppression de l'article 2.P.3 66
MA12.3.1 Contexte 66
MA12.3.2 Proposition de RTE 66

MA12.4. DMO et utilisation de l'application de transmission des ordres d'ajustement 66
MA12.4.1 Contexte 66
MA12.4.2 Proposition de RTE 66

MA12.5. Calcul du volume défaillant 66
MA12.5.1 Contexte 66
MA12.5.2 Proposition de RTE 66

MA12.6. Précision sur le calcul du volume commercial 67
MA12.6.1 Contexte 67
MA12.6.2 Proposition de RTE 68

MA12.7. Suppression des contrats d'échange d'énergie d'ajustement entre GRT 68
MA12.7.1 Contexte 68
MA12.7.2 Proposition de RTE 68

MA12.8. Clarification de l'évolution d'une EDA en lien avec une EDR 68
MA12.8.1 Contexte 68
MA12.8.2 Proposition de RTE 70

MA12.9. Clarification du portage des surcoûts sur les ajustements 70
MA12.9.1 Contexte 70
MA12.9.2 Proposition de RTE 70

MA12.10. Modification de la définition de la capacité d'ajustement 70
MA12.10.1 Contexte 70
MA12.10.2 Proposition de RTE 71

MA1. Prise en compte des retours sur les règles de marché harmonisées

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant le chapitre 2 relatif au mécanisme d'ajustement ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe 2.A4. Leur prise en compte est identifiée par des marques de révision surlignées en gris dans le projet de texte mis en consultation.

MA2. Clarification de l'usage du MA pour la correction de PE lors de congestions du RPT

MA2.1. Contexte

RTE peut aujourd'hui avoir recours au mécanisme d'ajustement (ci-après « MA ») pour gérer des contraintes réseau en réalisant des ajustements pour motif « traitement des congestions ». Cette utilisation se fait conjointement avec l'équilibrage du système et fait donc partie d'une gestion croisée équilibre offre demande (ci-après « EOD ») et réseau.

Il existe cependant d'autres cas d'utilisation du MA pour traiter des congestions réseau, décrits à l'article 2.K.5 des règles de marché en vigueur relatif aux congestions sur le réseau public de transport (RPT). Cet article prévoit l'utilisation du MA post temps réel pour corriger le périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre (ci après « RE ») concerné suite à un écrêtement de production dû à une congestion du RPT (et non comme une activation d'offre d'ajustement classique). Ces utilisations particulières du MA sont classées en deux catégories dans les règles en vigueur et encadrées par les articles suivants :

- L'article 2.K.5.1 traite des limitations dues à des fortuits et aléas sur le RPT. Cette utilisation est encadrée par le contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité pour les producteurs (ci- après « CART-P ») qui en prévoit les cas d'usage ;
- L'article 2.K.5.2 pose un cadre expérimental pour la gestion des congestions du RPT en assouplissant les conditions de soumission d'offres spécifiques d'ajustement pour 3 cas d'usage (indemnisation a posteriori suite à une limitation, rémunération d'activation pour résoudre une contrainte sur le RPT, correction du périmètre du RE et rémunération lors de l'activation du service dans le cadre de l'appel d'offres flexibilité RTE).

Or les travaux sur les flexibilités permettant de résoudre des congestions réseau mentionnés au paragraphe DG2 du présent document introduisent la correction de périmètre d'équilibre lors d'activation de flexibilité réseau, ce qui rend nécessaire de clarifier les dispositions existantes de l'article 2.K.5. Pour rappel, lorsque le périmètre d'équilibre d'un site d'injection est corrigé via une offre d'ajustement dans le cadre de cet article, la modulation de puissance du site concernée par la correction n'est pas considéré comme une activation de flexibilité réseau.

MA2.2. Proposition de RTE

RTE propose de clarifier dans quels cas le MA est utilisé pour corriger le périmètre d'équilibre a posteriori. La proposition de RTE consiste à :

- Préciser que seuls les sites d'injection raccordés au RPT (et non les sites raccordés au RPD) sont concernés par les dispositions de l'article 2.K.5.1. En pratique les installations de production photovoltaïques et éoliennes terrestres ne seront pas traitées de cette manière car en cas d'écrêtements quelle qu'en soit la cause le périmètre d'équilibre sera corrigé directement via le dispositif de flexibilité réseau. L'éligibilité à la correction de périmètre d'équilibre est dans tous les cas décrite et encadrée par le CART-P.
- Restreindre le cadre dérogatoire de l'article 2.K.5.2 à l'utilisation pour correction de périmètre d'équilibre et rémunération lors d'activation du service de l'appel d'offres Flexibilité de RTE et déplacer ce paragraphe dans l'article 2.S des règles de marché sur les dispositions transitoires.

Les différents usages du MA et les cas associés pour traiter des congestions du RPT sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Objectif	Gestion croisée EOD-réseau	Correction de périmètre d'équilibre a posteriori	
Moyen utilisé	Schéma classique d'activation d'une offre d'ajustement (article 2.K.2.4)	Activation d'une offre a posteriori en back office	Correction de périmètre d'équilibre directe (article 3.L.5)
Cas concernés	Activation d'une offre d'ajustement existante pour motif congestion dans la fenêtre opérationnelle	En cas de limitations suite à un aléa sur le réseau amont pour les sites d'injection du RPT hors PV/éolien terrestre conformément au CART-P (article 2.K.5) Pour le lauréat de l'appel d'offres flexibilité de RTE (cadre dérogatoire 2.S.3)	Flexibilité réseau RPD activée pour résoudre une congestion du RPT et dans les cas prévus par le cadre contractuel du GRD Flexibilité réseau RPT (PV et éolien terrestre) dans les cas prévus par le CART-P

MA3. Modalités de participation à la plateforme MARI

MA3.1. Contexte générale

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 standard à partir de RR. Le projet de connexion à la plateforme PICASSO est en cours de réalisation au sein de RTE. En outre, la France a rejoint la coopération FCR depuis le 16 janvier 2020. Ainsi, la plateforme MARI sera la dernière plateforme européenne à laquelle RTE se connectera.

RTE a soumis une demande de dérogation d'une durée de vingt-quatre mois, en application de l'article 62(2) du règlement EBGL, ce qui porte l'échéance de connexion à la plateforme MARI au plus tard le 24 juillet 2024. En outre, RTE a indiqué nécessiter un délai supplémentaire pour permettre une connexion effective à l'horizon fin 2025, dans le meilleur des scénarios.

Dans ce contexte, la future connexion de RTE à la plateforme européenne MARI d'échange de produits standard de mFRR nécessite l'introduction d'élements propre à la mise en œuvre de la plateforme.

MA3.2. Qualification d'acteurs d'ajustement et aptitude à la participation de la plateforme MARI

MA3.2.1 Contexte

A l'image de la qualification permettant la participation à la plateforme TERRE, il est important de distinguer les deux éléments que les acteurs doivent valider afin de pouvoir participer aux plateformes européennes :

- La qualification en tant qu'acteur d'ajustement ;
- La qualification des entités d'ajustement de l'acteur d'ajustement à la participation des plateformes.

Pour rappel, une entité d'ajustement (EDA) est une unité élémentaire d'ajustement rattachée à un unique périmètre d'ajustement, apte à injecter ou à soutirer sur le réseau une quantité d'électricité donnée pendant une période donnée pour répondre à une demande de RTE visant à assurer l'équilibre du système électrique français. Une EDA doit être qualifiée pour offrir un ou plusieurs types de produits standard.

Dans la première version du chapitre 2 des règles proposée en consultation, seule la qualification d'un acteur d'ajustement en vue de la participation à MARI a été définie et présentée lors du GT du 25 mai 2023.

En revanche, la qualification des entités d'ajustement sera traitée dans une version ultérieure des règles.

MA3.2.2 Proposition de RTE

Dans une volonté d'harmonisation, RTE propose d'appliquer les mêmes formalités à la demande de qualification d'un acteur d'ajustement pour les plateformes TERRE et MARI conformément à l'article 2.E.1 soit en plus des modalités classiques :

- Réaliser un test d'envoi d'une offre standard de mFRR ;
- Réaliser un test d'envoi d'un programme de marche.

Afin d'introduire certaines notions liées à la participation des entités d'ajustement à la plateforme MARI dans le chapitre 2 des règles v1 proposées en consultation, le terme « apte » sera utilisé pour signifier qu'une entité d'ajustement a validé le processus de qualification dont les critères seront définis ultérieurement.

MA3.3. Construction d'une offre d'ajustement standard de mFRR

MA3.3.1 Contexte

La mise en oeuvre de la plateforme MARI implique des évolutions qui concernent la constitution et la soumission d'une offre d'ajustement. L'article 2.J des règles évolue pour intégrer ces modifications.

Les modalités d'interactions entre les différents types d'offres (standard et spécifique) n'étant pas encore déterminées et nécessitant des études plus approfondies, leur intégration se fera dans une version ultérieure des règles.

MA3.3.2 Proposition de RTE

A partir de la version 1 des règles proposées en consultation (article 2.J.1.1), un nouveau type d'offre « offres d'ajustement standard de manual frequency restoration reserve (mFRR) » a été ajouté faisant passer à quatre le nombre de types d'offres d'ajustement possibles.

De la même manière que pour les offres spécifiques et les offres standard de RR, RTE propose d'introduire les caractéristiques des offres standard de mFRR. Ainsi, une offre standard de mFRR est formulée par un acteur d'ajustement relativement à une EDA donnée, sur l'un des 96 pas quart d'heure composant une journée et comporte un certain nombre d'informations précisées à l'article 2.J.1.2.1 des règles. Les principales différences avec les caractéristiques d'une offre standard de RR sont les suivantes :

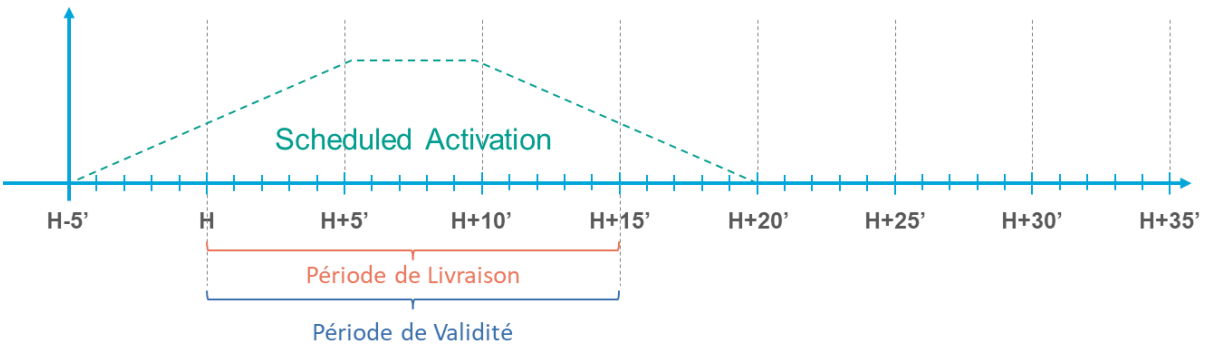
- La possibilité de définir le type d'activation (SA ou bien SA+DA) ;
- L'ajout d'un identifiant permettant de faire des liens entre les offres sur des quarts d'heure successifs afin de refléter des contraintes techniques ;
- L'ajout d'un identifiant permettant de faire des liens entre les offres d'un même quart d'heure selon deux stratégies possibles : les offres multi-parts ou les offres exclusives.

La structure des offres standard de mFRR et des liens associés ont été présentés lors du GT MA-RE du 9 décembre 2021 et feront l'objet d'ateliers techniques (AT) dédiés qui restent à planifier par RTE.

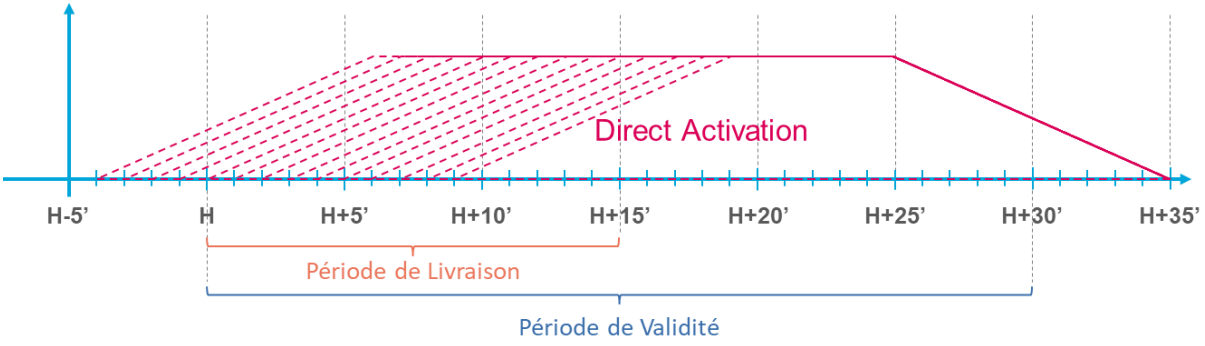
Les différents types d'activation possibles obligent à préciser les notions de période de livraison et de période de validité. Lors d'une activation programmée (SA) la période de livraison est alors identique à la période de validité de l'offre et correspond au pas quart d'heure sur lequel porte l'offre. Dans le cas d'une activation directe (DA), la période de livraison reste identique à celle d'une activation programmée. En revanche la période de validité de l'offre s'étend alors du début de la période de livraison jusqu'à la fin du pas quart d'heure suivant, afin de couvrir les deux pas quart d'heure pendant lesquels l'activation directe sera effective. En résumé, la période de livraison correspond au pas quart d'heure sur lequel l'offre sera déposée, la période de validité correspond quant à elle à l'intervalle de temps où l'activation de l'offre pourra être effectuée.

Les différentes périodes sont présentées dans les exemples ci-dessous :

- Pour une activation programmée de mFRR :

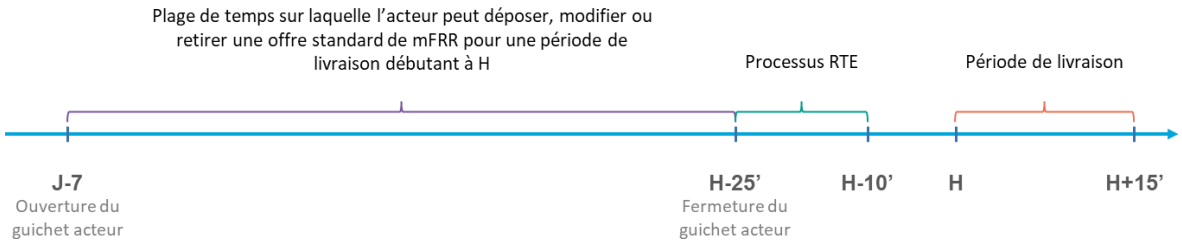


- Pour une activation directe de mFRR :



Enfin, concernant la réduction des participations aux réserves primaire et secondaire d'un acteur d'ajustement suite à l'activation d'une offre par la plateforme MARI, les mêmes niveaux d'exigence que ceux définis pour la participation à la plateforme TERRE seront appliqués, c'est-à-dire une non dégradation des services systèmes.

Les processus relatifs à la transmission des offres standard de mFRR sont décrits à l'article 2.J.3 de la première version du chapitre 2 des règles proposée en consultation, ci-dessous une représentation schématique de leur enchaînement décrit dans la suite du document :



Comme pour les offres spécifiques et/ou de RR standards, l'acteur d'ajustement peut soumettre ses premières offres standard de mFRR pour une journée J à partir de minuit en J-7. Les offres sont déposables et modifiables jusqu'à leur guichet de prise en compte, qui correspond à 25 minutes avant la periode de livraison.

La soumission d'une offre standard de mFRR peut concerner une offre nouvelle, une modification d'offre ou un retrait d'offre. L'acteur d'ajustement soumet une nouvelle offre ou une modification d'offre en transmettant l'ensemble des caractéristiques des offres standard de mFRR.

Enfin comme pour n'importe quelles offres d'ajustement, les offres standard de mFRR peuvent faire l'objet d'un filtrage durant le processus RTE pour des raisons liées à la sûreté du réseau qui se trouvent détaillées dans l'article 2.K.1.4.

MA3.4. Utilisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE

MA3.4.1 Contexte

Avec la mise en oeuvre de la plateforme de produits standards de mFRR MARI, le processus d'équilibrage opéré par RTE en temps réel est amené à évoluer.

Une fois le résultat TERRE passé, le processus d'équilibrage est aujourd'hui réalisé avec des offres d'ajustement spécifiques à destination exclusive de RTE et dont les caractéristiques sont hétérogènes. De plus, toutes les offres d'ajustement spécifiques sont activables en processus direct par RTE (l'envoi de l'ordre d'activation pouvant avoir lieu à n'importe quel instant).

En fonction de l'échéance du besoin et de la probabilité d'occurrence, RTE sélectionne en continu les offres les moins chères parmi celles dont les caractéristiques techniques permettent de répondre au besoin, par exemple, en présélectionnant uniquement les offres dont le DMO est inférieur ou égal à 15 minutes lorsqu'un besoin d'équilibrage intervient pour une échéance inférieure à 15 minutes.

A la mise en place de la plateforme de produits standard de mFRR, les modalités de sélection des offres par RTE vont évoluer car (i) le besoin transmis à la plateforme standard de mFRR ne pourra pas être exprimé en continu et (ii) il ne sera pas possible d'interclasser les offres standard de mFRR avec les offres spécifiques.

En complément, toutes activations d'offres françaises issues de la plateforme MARI sont associées à un motif d'équillibrage P=C.

MA3.4.2 Proposition de RTE

Pour la période de livraison [H ; H+15'[, lorsque RTE participe au processus de partage d'offres standard de mFRR, le besoin d'équilibrage P=C transmis par RTE à H-10' à la plateforme peut correspondre :

- A la totalité du besoin d'équilibrage P=C prévu par RTE à H-10' dans le cas où la somme des volumes des offres déposées par les acteurs est supérieure ou égale au besoin RTE;
- Une partie du besoin d'équilibrage P=C prévu par RTE à H-10' dans le cas contraire.

RTE propose de formuler un prix pour le besoin exprimé à la plateforme de produits standard de mFRR lors des 96 guichets. Ce prix limite prend comme valeur :

- « A tout prix » s'il est nécessaire que ce besoin d'équilibrage soit activé pour la sûreté du système électrique,
- Un prix égal à une estimation du prix que coûterait ce besoin d'équilibrage à partir d'activations d'autres offres d'équilibrage soumis en dehors du processus standard d'échange d'offres d'énergie de mFRR sur la plateforme MARI.

Dans le cas d'un besoin exprimé entre deux guichets pour demander une activation directe de mFRR, le besoin est nécessairement inélastique, c'est-à-dire qu'il sera exprimé « à tout prix ».

Une fois les résultats de la CMOL reçus, les ordres d'ajustement sont transmis par RTE au plus tard 7,5 minutes avant la période de livraison pour une activation programmée de mFRR. En ce qui concerne une activation directe de mFRR, l'ordre d'ajustement peut être transmis à n'importe quel moment.

Lorsque plusieurs ordres sont transmis par RTE et que la réalisation de l'ensemble des ordres n'est pas réalisable, du fait d'une contradiction entre les ordres ou que la réalisation d'un des ordres rend un ou plusieurs autres ordres irréalisables, alors RTE propose à l'acteur d'ajustement de retenir un ordre de priorité aux ordres d'ajustement transmis.

Cet ordre de priorité est décrit à l'article 2.K.3 des règles et positionne les ordres concernant les offres standard de mFRR après les ordres concernant les offres spécifiques et avant les ordres concernant les offres standard de RR.

Cet ordre de priorité prime sur l'instant de transmission des ordres par RTE à l'acteur d'ajustement.

RTE met en oeuvre un processus permettant de limiter ces situations. La traçabilité permet de préciser à l'acteur d'ajustement, si besoin, les raisons ayant conduit à ces situations.

MA3.5. Valorisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE

MA3.5.1 Contexte

A l'instar des calculs du volume commercial et de la rémunération d'une offre standard de RR effectués par RTE conformément aux articles 2.M.3.2 et 2.M.4.2, l'activation d'une offre standard de mFRR devra également faire l'objet d'une valorisation par RTE. Pour chaque pas de temps 5 minutes, RTE établit un montant de rémunération en multipliant un volume commercial et un prix défini par la plateforme MARI (prix marginal dans le cas d'une activation programmée et prix de règlement dans le cas d'une activation directe).

MA3.5.2 Proposition de RTE

Le calcul du volume commercial des offres standard de mFRR est détaillé à l'article 2.M.3.1.

Pour une offre activée de manière programmée et chaque pas 5 minutes de la période de validité de l'offre, le volume commercial est défini comme pour une offre standard de RR par la formule suivante :

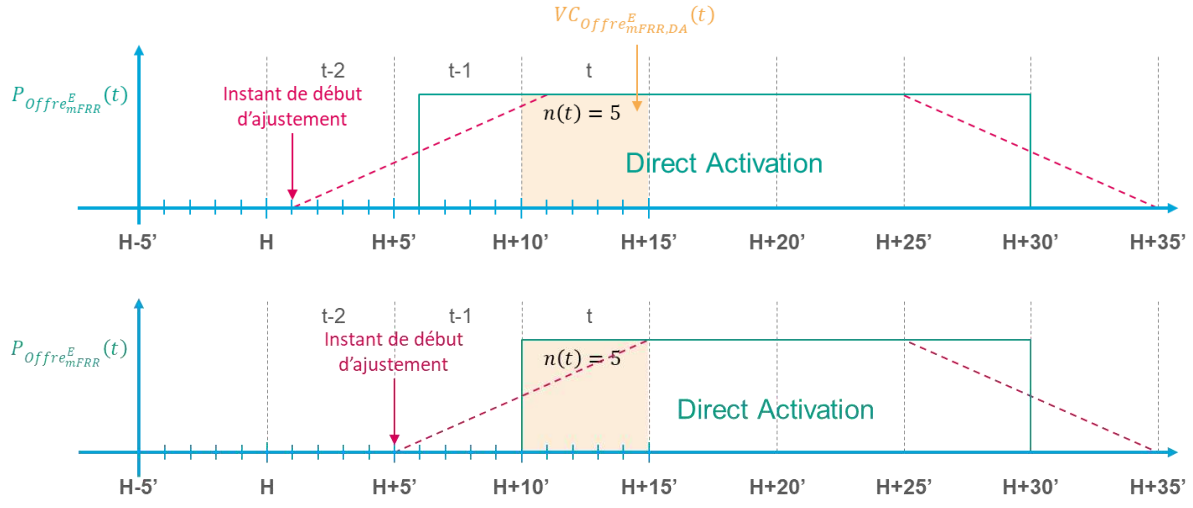
$$VC_{Offre^{E}_{mFRR,SA}}(t) = P_{Offre^{E}_{mFRR}}(t) \times \frac{5}{60}$$

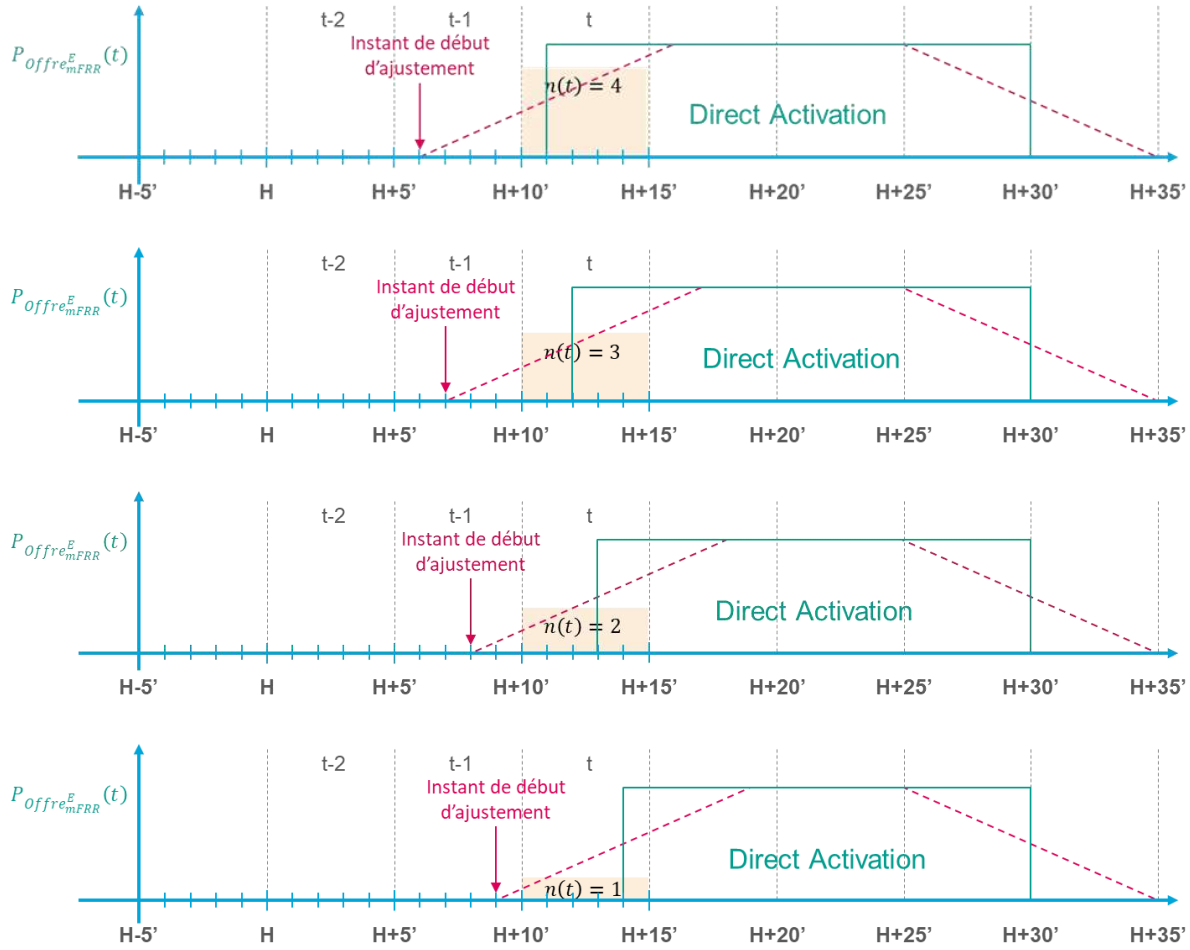
Pour une offre activée de manière directe et chaque pas 5 minutes de la période de validité de l'offre, le volume commercial est défini par la formule suivante :

$$VC_{Offre^{E}_{mFRR,DA}}(t) = \frac{n(t)}{5} \times P_{Offre^{E}_{mFRR}}(t) \times \frac{5}{60}$$

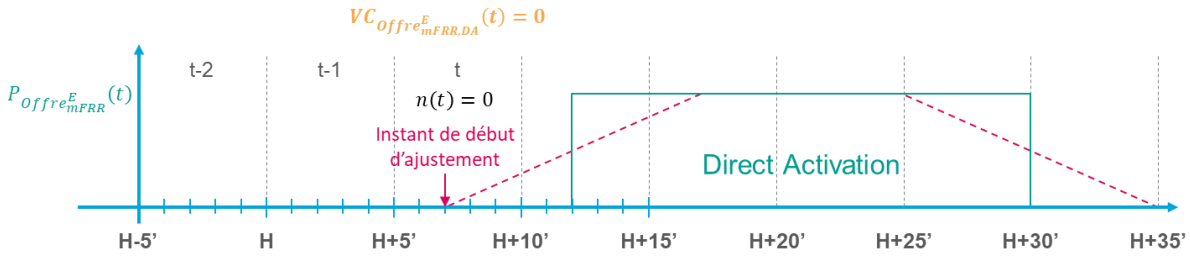
Avec $n(t)$ pouvant prendre les valeurs suivantes :

- Si l'instant de début d'ajustement (début de la rampe) est antérieur au pas 5 minutes t, alors $n(t) \in [1; 5]$ selon les schémas de principe ci-dessous :





- Si l'instant de début d'ajustement (début de la rampe) appartient au pas 5 minutes t ou postérieur, alors $n(t) = 0$



En résumé, RTE propose de calculer le bloc commercial équivalent sur chaque pas 5 minutes de la période de validité de l'offre.

En ce qui concerne la rémunération des offres standard de mFRR, le calcul est détaillé à l'article 2.M.4.1.

Pour une offre activée de manière programmée et chaque pas 5 minutes, la rémunération est définie comme pour offre standard de RR par la formule suivante :

$$Rémunération_{Offre^{E}_{k,mFRR}}(EDA_j, t) = VC_{Offre^{E}_{k,mFRR,SA}}(EDA_j, t) \times Prix_{Marginal,mFRR,SA}(t)$$

Il peut exister deux prix de règlement pour les activation directes en fonction de la direction des offres activées (à la hausse ou à la baisse). Ainsi pour chaque pas 5 minutes, les rémunérations d'une offre à la hausse et d'une offre à la baisse sont données par les formules suivantes :

$$Rémunération_{Offre^{E}_{k,mFRR,H}}(EDA_j, t) = VC_{Offre^{E}_{k,mFRR,DA,H}}(EDA_j, t) \times Prix_{Settlement,mFRR,DA,H}(t)$$

$$Rémunération_{Offre^{E}_{k,mFRR,B}}(EDA_j, t) = VC_{Offre^{E}_{k,mFRR,DA,B}}(EDA_j, t) \times Prix_{Settlement,mFRR,DA,B}(t)$$

La détermination du prix marginal et des prix de règlement par la plateforme MARI sont décrites dans les articles 5 et 6 de la « Methodology for pricing balancing energy »[3].

NB : pour des questions d'arrondis, il peut arriver dans de rares cas qu'une offre soit activée alors que son prix est légèrement plus élevé (quelques centimes) que le prix marginal ou le prix de règlement. La rémunération devra alors se baser sur le prix de l'offre plutôt que sur le prix marginal ou le prix de règlement afin de respecter les conditions de l'offre. Ainsi, l'implémentation dans le SI RTE du calcul de la rémunération se fera en prenant le maximum entre le prix de l'offre et le prix marginal/de règlement. Les formules présentées ci-dessus répondent néanmoins à la très grande majorité des cas, les offres sont en effet rémunérées au pay-as-clear et non au pay-as-bid.

MA3.6. Calcul du volume commercial d'une offre d'ajustement spécifique par RTE

MA3.6.1 Contexte

Le volume commercial des offres d'ajustement spécifiques activées par RTE étant déterminé en fonction du volume commercial des offres d'ajustement standard de RR, la participation aux échanges de mFRR implique une nouvelle définition de ce calcul prenant en compte les volumes d'offres d'ajustement standard de mFRR activées.

MA3.6.2 Proposition de RTE

Les formules de calcul du volume commercial d'une offre spécifique activée sont détaillées dans les articles 2.M.3.3.2 et 2.M.3.3.3. Ces dernières reprennent la même logique de calcul que les modalités applicables avant la date MA_{11} (article 2.M.3.3.1) en intégrant les termes liés à la mFRR. La mise en application de ces nouvelles formules de calcul se feront en fonction de l'entrée en vigueur des deux nouvelles dates pivots MA_{11} et MA_{12} correspondant respectivement à la participation de RTE à la plateforme MARI en Scheduled Activation seulement (SA) et la participation en Scheduled et en Direct Activation (SA et DA).

MA3.7. Indicateurs et publications

MA3.7.1 Contexte

Les données concernant le mécanisme d'ajustement sont des informations publiques et accessibles sur le site internet de RTE[4]. Il est entre autre possible de retrouver les volumes d'énergie activés pour l'équilibrage, les prix d'activation ou encore les besoins exprimés sur la plateforme TERRE. Ces données sont pour la plupart publiées en J par pas demi-horaire et passeront au pas quart d'heure après la date MA_{15}.

MA3.7.2 Proposition de RTE

[3] Microsoft Word - ACER Decision on the Methodology for pricing balancing energy - Annex I (entsoe.eu)
[4] Equilibrage - RTE Portail Services (services-rte.com)

Les données issues de la plateforme MARI seront intégrées à l'ensemble des indicateurs publiés sur le portail services de RTE. A l'image de l'ensemble des indicateurs existants pour la RR, RTE propose de publier également le volume du besoin en mFRR standard satisfait par MARI, le prix extremum associé au besoin si existant, le prix marginal et les prix de règlement définis par la plateforme MARI, les volume d'offres standard de mFRR activés etc. L'exhaustivité des indicateurs sont listés dans l'article 2.P.1 des règles MA-RE v1.

MA4. Evolutions relatives à la plateforme TERRE

MA4.1. Rémunération des offres d'ajustement standards de RR activées pour la contrôlabilité des interconnexions

MA4.1.1 Contexte

La contrôlabilité des interconnexions permet à un GRT d'émettre une contrainte par frontière pour orienter les flux dans une certaine direction. Conformément à la dernière version de la méthodologie de détermination des prix de l'énergie d'équilibrage (« pricing methodology ») validée par l'ACER, les offres d'ajustement standard de RR activées pour satisfaire la contrôlabilité des interconnexions ne doivent plus être rémunérées au prix d'offre mais au prix marginal.

Depuis juillet 2022, les contraintes liées à la contrôlabilité des interconnexions sont donc prises en compte dans le calcul du prix marginal de la plateforme TERRE et il n'y a plus de distinction entre l'activation d'une offre pour motif P=C ou pour motif contrôlabilité des interconnexions. Toutes les offres d'ajustement standards de RR étant rémunérées au prix marginal, la contrôlabilité des interconnexions n'engendre plus de surcoût d'ajustement.

A noter que cette fonctionnalité n'a jamais été utilisée par les GRT à ce jour.

MA4.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de supprimer la référence au prix d'offre pour le calcul de la rémunération des offres d'ajustement standard de RR (article 2.M.4.1) ainsi que pour le calcul du surcoût d'ajustement (article 2.Q.1.2).

Pour rappel, il est possible que le prix d'une offre standard à la hausse (respectivement à la baisse) soit supérieur (respectivement inférieur) au prix de clearing sur un pas 15 minutes mais l'algorithme s'assure que le prix d'offre moyen pondéré par les volumes activés sur la période de livraison de l'offre soit toujours supérieur (respectivement inférieur) ou égal au prix de clearing moyen.

Par exemple, considérons une offre à la hausse de 10 MW à 10€/MWh retenue sur toute l'heure et un prix de clearing égal à 5€/MWh sur la première demi-heure et à 20€/MWh sur la deuxième demi-heure. Le prix de clearing sur la première demi-heure est inférieur au prix d'offre mais la rémunération horaire au prix de clearing $(5 * \frac{10}{2} + 20 * \frac{10}{2} = 125€)$ est bien supérieure à la rémunération au prix d'offre $(10 * 10 = 100€)$.

MA4.2. Rémunération des offres d'ajustement standard de RR se superposant à l'activation d'une offre d'ajustement spécifique

MA4.2.1 Contexte

Conformément à l'article 2.M.4.2.1, sauf en cas de congestion réseau, les offres standard de RR dont l'odre d'ajustement a été bloqué par RTE sont rémunérées. Pour rappel, la formule de rémunération prévoit de compenser la différence entre le prix marginal RR et le prix d'offre spécifique:

- Exemple :



Figure 10 : exemple d'activation d'offres standard et spécifique

- $Rémunération = A\ x\ Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse + (B + C)\ x\ Prix\ marginal\ standard - C\ x\ Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse$

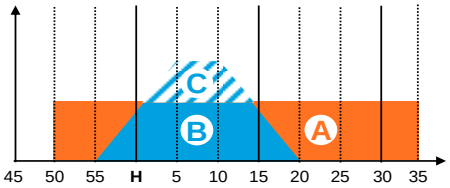


Figure 9 : méthode de rémunération dans le cas où des activations standard et spécifique se superposent

Or, même si cela n'est pas mentionné dans les règles, la formule de rémunération s'applique également au cas où l'ordre d'ajustement n'a pas été bloqué par RTE mais supplanté par un autre ordre d'ajustement provenant de l'activation d'une offre spécifique plus proche du temps réel.

A noter que la comptabilisation du volume négatif [– C] peut conduire à publier un volume de mFRR à la maille France négatif mais cela n'a pas d'impact sur le calcul des indicateurs qui prend en compte le volume net [A+B].

MA4.2.2 Proposition de RTE

RTE propose donc de compléter l'article 2.M.4.2.1 pour inclure le cas mentionné ci-dessus.

MA4.3. Ajout d'un motif d'exclusion des offres d'ajustement standards de RR

MA4.3.1 Contexte

Suite à la connexion de RTE à la plateforme TERRE et à la participation d'un nombre conséquent d'EDA standard hydrauliques, RTE a pris la décision d'ajouter un nouveau motif d'exclusion des offres standard de RR afin de préserver la sécurité d'exploitation et la qualité du réglage de fréquence.

En effet, depuis le 10 janvier 2022, certaines offres d'ajustements standards hydraulique ne sont pas partagées à la plateforme afin de ne pas créer ou aggraver d'écart de fréquence déterministe.

Pour rappel, les écarts de fréquence déterministes sont causés par la différence entre la variation continue de la consommation et la variation par palier de la production. Les déficits ou surplus de production par rapport à la consommation survenant aux heures rondes sont générateurs d'écarts de fréquence.

Le démarrage ou l'arrêt de moyens de production hydraulique sans pente lissée aux heures rondes aggravent ces écarts de fréquence.

MA4.3.2 Proposition de RTE

RTE propose d'ajouter ce motif d'exclusion à l'article 2.K.1.4 et travaille avec les acteurs d'ajustement concernés afin de mettre en place des solutions techniques pour diminuer le volume d'offres standard non partagées à la plateforme TERRE.

MA5. Symétrisation de la formulation des prix sur les offres d'ajustement à la hausse

MA5.1. Contexte et problématique

Actuellement, les règles en vigueur restreignent le prix qu'un acteur d'ajustement peut établir sur une offre d'ajustement à la hausse. De fait, le prix d'une offre d'ajustement à la hausse doit nécessairement être supérieur à zéro, alors qu'il est d'ores et déjà possible d'offrir un ajustement à la baisse avec un prix négatif.

Lors d'un précédent cycle de concertation, des acteurs ont exprimé la nécessité de pouvoir, dans certains cas, soumettre des offres d'ajustement à la hausse avec des prix négatifs, et ce, de manière symétrique avec ce qui est réglementairement permis pour des offres à la baisse.

MA5.2. Proposition de RTE

Afin de ne pas contraindre inutilement les acteurs d'ajustement quant aux possibilités de formulation d'offre sur le mécanisme d'ajustement, et pour garantir une certaine cohérence avec les modalités applicables aux offres d'ajustement standards, RTE propose d'autoriser des prix négatifs pour tout ajustement, que ce soit à la baisse comme à la hausse.

MA6. Evolution du cadre relatif aux petites offres d'ajustement

MA6.1. Contexte

Les règles MA-RE imposaient historiquement un seuil minimum de puissance de 10 MW pour proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement. Ce seuil était déjà relativement bas au vue de la nature de ce mécanisme qui permet de sélectionner manuellement les offres les plus compétitives à proximité du temps réel pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique, et qui nécessite une surveillance permanente. Néanmoins, la mise en œuvre du règlement Electricity Balancing et le développement de nouvelles flexibilités requièrent une baisse de ce seuil pour permettre aux moyens qui offrent des puissances de 1MW de participer au mécanisme d'ajustement.

Pour atteindre le seuil de 10 MW, les acteurs d'ajustement ont la possibilité d'agréger des sites entre eux au sein d'une entité d'ajustement (i.e. EDA). Depuis plusieurs années, RTE travaille avec les acteurs de marché dans le cadre de la concertation portant sur les règles MA-RE pour abaisser ce seuil de participation et ainsi faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le mécanisme d'ajustement.

Selon le nombre et les caractéristiques techniques des offres, les acteurs ont actuellement la possibilité de participer au mécanisme d'ajustement en proposant des offres d'une puissance comprise entre 1 et 10 MW (cf. cadre dérogatoire dit « des petites EDA »).

Afin que RTE soit en capacité de gérer opérationnellement les EDA de moins de 10 MW sans imposer de limite sur le nombre de petites offres d'ajustement, il est nécessaire de faire évoluer profondément le système d'information pour permettre aux opérateurs temps réel de RTE d'interclasser toutes les offres d'ajustement, en respectant les règles de préséance technico-économique.

Dans un contexte de profonde transformation des processus d'équilibrage lié à la déclinaison du règlement Electricity Balancing et donc d'une évolution des systèmes d'information, RTE a engagé un chantier de refonte de ces outils pour classer les offres de moins de 10 MW avec les EDA de plus de 10 MW, ainsi que pour être en mesure de les gérer selon une gestion de l'équilibrage rythmée toutes les 15 minutes. Cette évolution cible permettra notamment de lever la limitation sur le nombre d'EDA de puissance inférieure à 10 MW.

MA6.2. Rappel des évolutions réglementaires

Le cadre dérogatoire dit « des petites EDA », introduit dans la v8.4 des règles MA-RE entrée en vigueur le 1er aout 2018, permet la participation d'EDA sur lesquelles les acteurs d'ajustement peuvent proposer des offres d'ajustement dont la puissance maximale offerte est inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW. Il existe deux types de petites EDA :

- Les petites EDA dites « normalisées » (anciennement dites standardisées) passent dans la chaine SI de RTE. Elles sont visualisables unitairement par les opérateurs du système électrique pour pouvoir être activées de manière unitaire.
- Les petites EDA dites « non normalisées » (anciennement dites non standardisées) ne sont pas traitées par la chaine SI mais par une macro Excel, qui fonctionne en parallèle du processus d'équilibrage et sélectionne des offres sur la base des conditions d'utilisation et du prix marginal d'équilibrage constaté.

	Petites EDA normalisées	Petites EDA non normalisées
Offre	Offres à la hausse et à la baisse	Offre à la hausse
Nombre	Limitées à trois EDA par acteur par jour	Pas de limite sur le nombre de petites EDA mais uniquement en explicite
Ordre d'activation	via l'application TAO	via mail avec alerte SMS
DMO	≤ 30 min	Multiple de 30 min
DOmin	≤ 60 min	Multiple de 30 min et ≥ 30 min
DMO + Domin	-	≤ 180 min
Autres modalités	• EDA compatibles avec TERRE, sans obligation d'offrir le volume en standard et en spécifique • Ouvert aux sites de stockage stationnaire	• EDA non compatibles avec TERRE • Applicable à une EDA pour une période 7 ans (à compter de sa création, cadre mis en place au 1er janvier 2019)

Dans le projet de règles MA-RE v10, RTE a proposé plusieurs évolutions toutes approuvées par la CRE dans la délibération n°2022-71 :

- Changement du terme « standardisé » en « normalisé » ;
- Augmentation de deux à trois petites EDA normalisées par acteur et par jour ;
- Autorisation des offres à la baisse pour les petites EDA normalisées ;
- Ouverture des petites EDA normalisées aux sites de stockage stationnaires ;
- Suppression de la limite de 100 MW d'activations des petites EDA non normalisées ;

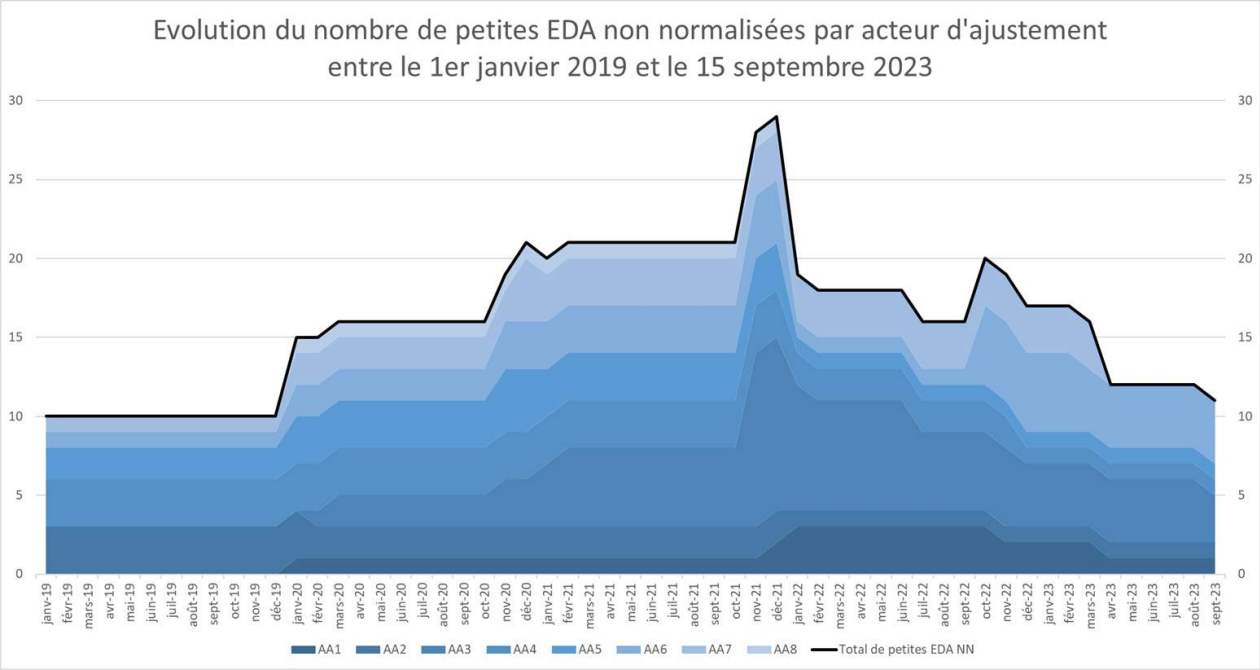
- Prolongation du cadre dérogatoire des petites EDA non normalisées à 7 ans (jusqu'au 1er janvier 2026).

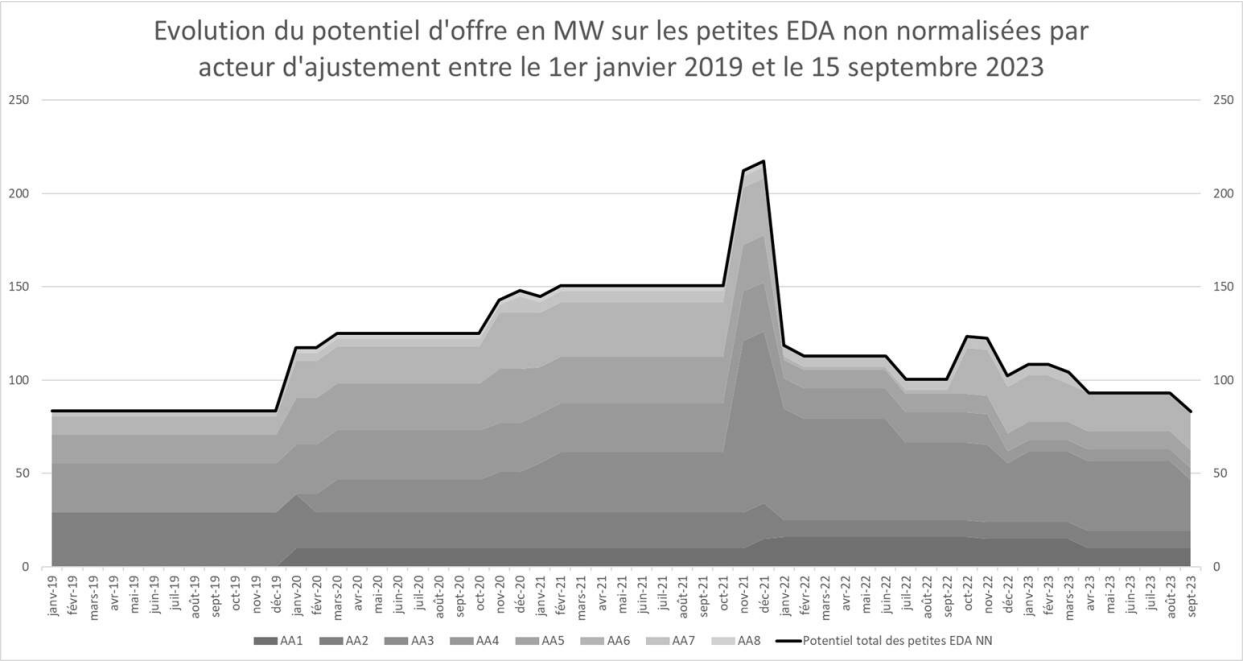
Le cadre dérogatoire pour les petites EDA « non standardisée » a été mis en place au 1er janvier 2019, initialement avec période d'application possible sur une durée de 3 ans à compter de la date de création de l'EDA. Ce cadre fut prolongé avec les règles MA-RE v9.2 entrée en vigueur au 1er septembre 2021 pour assurer une continuité réglementaire. Ce cadre fut ensuite prolongé jusqu'au 1er janvier 2026 avec les règles MA-RE v10 qui sont entrée en vigueur au 1er avril 2022, et ce, afin d'attendre la possibilité d'intégrer les petites offres inférieures à 10 MW dans les nouveaux outils d'équilibrage refondus qui permettront un équilibrage cadencé toutes les 15 minutes à la cible.

MA6.3. Analyse de la situation actuelle

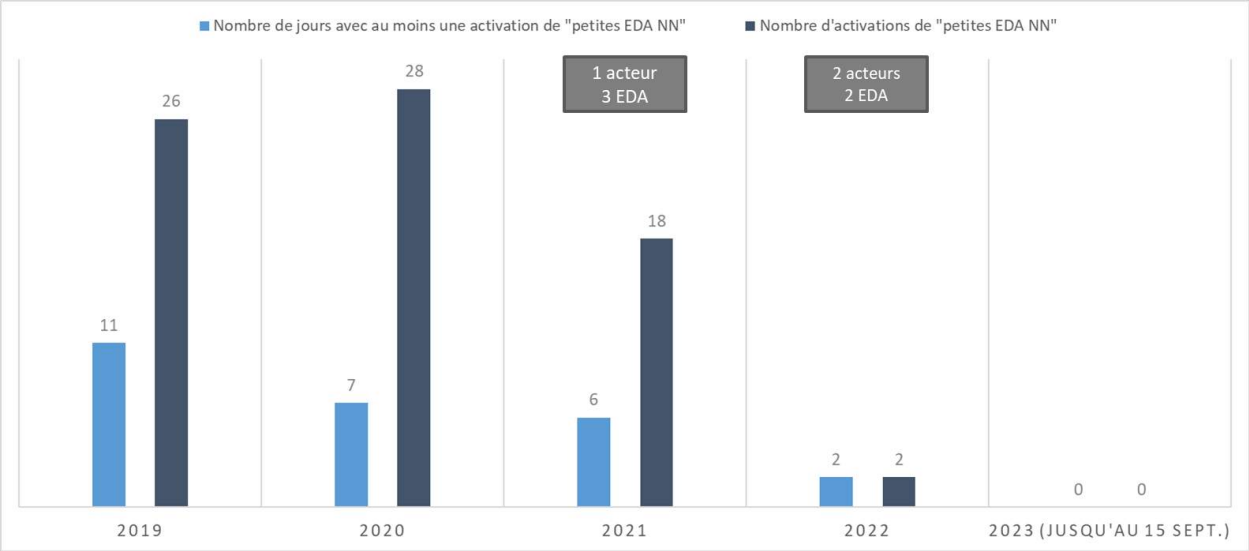
Suite aux dernières évolutions du cadre dérogatoire, RTE a souhaité analyser l'évolution des petites EDA « non normalisées » depuis le 1er janvier 2019 jusqu'au 15 septembre 2023, et ce, afin de concevoir un cadre réglementaire stable pour les acteurs et cohérent avec les processus opérationnels de l'équilibrage à la cible.

Tout d'abord, RTE constate que le nombre de petites EDA s'est contracté après une brève augmentation atteignant son pic en décembre 2021. Actuellement, il existe 11 petites EDA dites « non normalisées » réparties sur 6 acteurs d'ajustement, pour un potentiel d'offre de 83 MW.

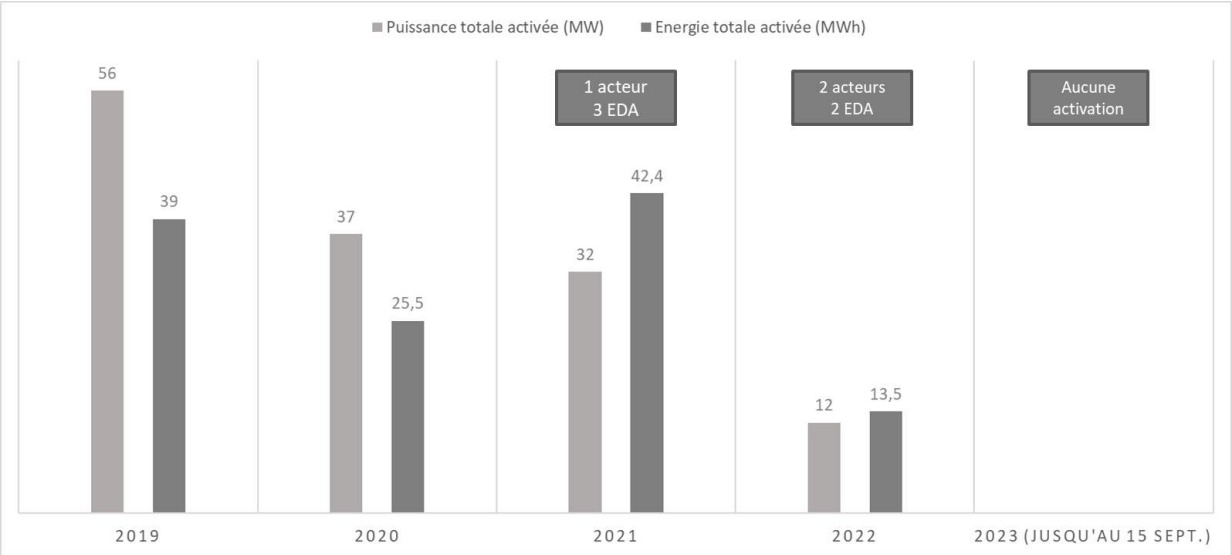




De la même manière, le nombre d'activations et de jours d'activations est en forte baisse. En 2022, il n'y a eu que 2 activations sur 2 jours et réparties sur 2 acteurs d'ajustement. Tandis que l'année 2023 ne recense à ce jour aucune activation.



L'évolution de la puissance totale activée par année présente la même dynamique baissière. Ainsi, les deux activations réalisées sur 2022 représentaient 12 MW pour une énergie totale activée de 13,5 MWh. A titre de comparaison, l'énergie totale activée sur le mécanisme d'ajustement était de 7,2 TWh cette même année. Les activations de petites EDA dites « non normalisées » ont donc représenté moins de 0,0002% des volumes d'ajustement activées en 2022.



Enfin, il peut être noté que les prix minimum sur les offres activées avec ces petites EDA « non normalisées » sont restés élevés, voire ils ont augmenté, depuis 2019.



MA6.4. Proposition de RTE

Tout d'abord, RTE souhaite proposer une nouvelle sémantique car ce n'est pas de la puissance des petites EDA dont il est question, mais plutôt de la puissance de l'offre d'ajustement. Ainsi, RTE a retravaillé les termes employés dans les règles pour éviter toute confusion.

La proposition d'évolution que propose RTE vise à répondre à des enjeux et des objectifs multiples.

Enjeux

- La nécessité d'avoir un cadre réglementaire pérenne ;
- Le développement de nouvelles flexibilités dans le mix électrique ;
- La participation de nouvelles flexibilités au mécanisme d'ajustement compatibles avec la fenêtre opérationnelle d'aujourd'hui et de demain ;
- La capacité de RTE à activer des petites offres sur un mécanisme dont le rythme va quadrupler ;

- L’adéquation entre d’une part les contraintes et la taille des produits d’ajustement et d’autre part l’accélération de l’équilibrage manuel ;
- L’évolutivité des outils d’équilibrage.

Objectifs

- Fournir de la visibilité aux acteurs d’ajustement ;
- Intégrer les offres entre 1 et 10 MW au processus d’équilibrage nominal qui sera rythmé par des cycles de 15 minutes ;
- Supprimer la limite du nombre des petites offres « normalisées » inférieures à 10 MW qui peuvent être offertes par jour et par acteur ;
- Être en capacité de pouvoir abaisser davantage le seuil si la réglementation l’exige ultérieurement ;
- Permettre une participation nominale à des petits moyens dont le DOmin est trop long pour participer à la plateforme MARI ;
- Centraliser la gestion quotidienne des offres d’ajustement dans les nouveaux outils refondus pour gérer un équilibrage cadencé toutes les 15 minutes.

De plus, cette proposition d’évolution n’atténue pas la nécessité de travailler sur les modalités qui permettront aux acteurs d’ajustement d’utiliser des agrégats pour participer au mécanisme d’ajustement. Ceci devra faire l’objet de discussion dans le cadre des cycles de concertation ultérieures.

La présente proposition de RTE vise à orienter les offres inférieures à 10 MW vers des conditions d’utilisation qui seront compatibles avec un équilibrage cadencé en 15 minutes. Ainsi, RTE propose de circonscrire les petites offres à une participation explicite au mécanisme d’ajustement. Afin de permettre une participation de ces petites offres au mécanisme d’ajustement nominal, elles devront présenter des conditions d’utilisation normalisées :

- DMO ≤ 30 minutes
- DOmin ≤ 30 minutes

Concernant les petites offres dites « non normalisées » qui ne peuvent pas entrer dans le processus nominal d’équilibrage, leur validité sera limitée aux jours signalés Ecowatt rouge. RTE pourra ainsi disposer de ces petites offres « non normalisées » lorsque une menace grave et imminente sur la sécurité d'approvisionnement ne semble pas pouvoir être contenue en ayant exclusivement recours aux mécanismes utilisés habituellement pour garantir l’équilibrage du système électrique. Ainsi, RTE propose d’ajouter dans les règles la définition d’un jour signalé Ecowatt rouge. Par cohérence avec la cible en 15 minutes, RTE propose également que ces offres « non normalisées » possédent un DMO et DOmin multiples de 15 minutes. L’amendement de ces conditions d’utilisation n’apporte pas de restriction comparé au cadre actuel, au contraire cela ouvre plus de possibilités.

Ces modalités entreront en vigueur de manière différée par rapport à l'entrée en vigueur du présent projet de règles. Ainsi, RTE introduit une date pivot (MA_{10}) dans le Chapitre 2 des règles qui correspondra à la mise en œuvre de ces modalités dans les outils refondus de l'équilibrage de RTE. Il est important de noter que la mise en œuvre de ces modalités requiert de travailler conjointement à la possibilité de formuler des offres explicites avec des EDA composées d'EDP (cf. date MA_2 du Chapitre 2, anciennement date I des règles MA-RE). En effet, certains moyens avec des offres inférieures à 10 MW peuvent nécessiter un contrôle du réalisé qui repose sur un programme d'appel alors que le recours à la méthode du rectangle simple peut ne pas être adaptée.

	Offre < 10MW normalisées	Offre < 10MW non normalisées
Offre	Offres à la hausse / baisse et explicite	Offre à la hausse et explicite
Nombre	Limitation supprimée !	-
DMO	≤ 30 min	Multiple de 15 min
DOmin	≤ 30 min	Multiple de 15 min
DMO + Domin	-	≤ 180 min
Validité	Tous les jours	Uniquement les jours signalés (Ecowatt rouge)
Autres modalités	-	Dispositions transitoires

De plus, RTE en profite pour préciser que la possibilité de formuler des offres de démarrage, identifiables séparément, ne sont applicables qu'aux offres d'ajustement spécifiques implicites.

Enfin, la limite de 100 MW d'activations « non normalisées » auraient dû être enlevée de la v10 des règles MA-RE conformément à ce qui avait été convenu au cours de la concertation dédiée. Ceci avait d'ailleurs été rappelé dans le rapport d'accompagnement mais le paragraphe y faisant référence n'avait pas été supprimé des règles. Ceci est un oubli rédactionnel que RTE propose de corriger dans ce projet de règles.

MA7. Mise en œuvre du processus européen de l'analyse sécurité coordonnée (CSA)

MA7.1. Contexte

En application du règlement européen SOGL (EU 2017/1485) article 76, des méthodologies européennes décrivant le processus à mettre en œuvre par les GRT pour l'analyse de sécurité coordonnée régionale (CSA) au périmètre des régions de calcul de capacité ont été validées par les régulateurs européens. Pour une journée J, quatre processus de CSA auront lieu en cible (1 en J-1 et 3 en infra-journalier) pour chacune des régions de calcul de capacité où RTE est présent.

Dans le cadre de cette mise en œuvre, les régulateurs de la région Core sur proposition des GRT ont approuvé en avril 2023 que le passage d'ordre des ajustements sélectionnés pendant la CSA soit réalisé au plus tôt après la fin de chaque processus de CSA. Dès lors, cette obligation suppose dans le cas français une modification des règles MA-RE en vigueur dans son article 4.4.5.1 (ou article 2.K.3.1 dans la nouvelle version harmonisée) relativement au délai du passage d'ordre d'ajustement d'une EDA pour motif « traitement des congestions ».

MA7.2. Processus actuel

Les règles MA-RE disposent actuellement dans l'article 4.4.5.1 que RTE ne peut activer une offre d'ajustement qu'au plus tôt une heure avant le début du délai de mobilisation de l'offre (ci-après règle du délai maximum DMO+1h).

Il est important de préciser que RTE attendra toujours le dernier moment pour activer un moyen vis-à-vis de son DMO, et ce, pour évaluer correctement le besoin d'équilibrage sans interférer sur le comportement des acteurs en amont. Néanmoins, dans les processus d'exploitation de RTE il existe un cas hypothétique où cette règle pourrait ne pas être respectée. Il s'agit d'un cas de redispatching transfrontalier pour lequel la coordination avec le GRT étranger peut se faire de façon anticipée dès J-1 et donner lieu à une pré-validation des groupes à activer de façon anticipée, et ce afin d'aligner les contraintes d'activation de chaque côté de la frontière. Mais dans une logique d'attendre de mieux évaluer le besoin et de voir si la contrainte se confirme, le passage d'ordre par RTE se fait bien aujourd'hui selon le respect de la règle DMO+1h.

Par conséquent, cette règle du délai maximum DMO+1h est actuellement respectée par RTE pour le passage des ajustements quel que soit le motif, hormis le cas exceptionnel d'un jour signalé Ecowatt rouge. Encore une fois, ce cas reste hypothétique puisque cette situation de forte tension sur le système électrique, amenant au déclenchement d'un signal Ecowatt, rouge ne s'est pas concrétisée l'hiver dernier.

De fait, RTE s'était préparé à gérer des jours de forte tension cet hiver 2022-2023 (cf. signal Ecowatt). Cependant, le processus d'équilibrage manuel ne permet pas, en période de forte tension, de gérer la pluralité des conditions d'utilisation des offres (i.e. DMO) en considérant individuellement chaque offre d'ajustement à activer manuellement. Pour cette raison, RTE avait indiqué lors GT MA-RE du 15 décembre 2022 qu'il était nécessaire, pour sécuriser le processus d'exploitation lors des jours signalés Ecowatt rouge, d'envoyer par anticipation en J-1 des ordres groupés d'activation et donc de déroger exceptionnellement au délai maximum DMO+1h pour envoyer un ordre d'ajustement. Aucun jour Ecowatt rouge n'a été signalé, mais RTE juge pertinent que les règles intègrent ce cas particulier où le délai maximum DMO+1h pourrait ne pas être systématiquement respecté.

Au-delà du cas particulier de forte tension sur le système électrique qui doit être formalisé, RTE a besoin de faire évoluer les règles pour assurer la déclinaison des processus du CSA sans contrevenir à la règle du délai maximum DMO+1h. En effet, les échéances et les délais associés aux processus de la CSA vont nécessiter que des ordres d'ajustement pour motif « traitement des congestions » soient passés de façon plus anticipée qu'actuellement prévu dans les règles MA-RE en vigueur.

MA7.3. Proposition de RTE

En conséquence, RTE propose de faire évoluer l'article relatif au délai maximum DMO+1h en y introduisant deux exceptions pour lesqelles l'envoi de l'ordre doit être davantage anticipé :

- un ajustement pour motif « traitement des congestions » ;
- un ajustement lors d'une situation de forte tension pour l'équilibrage du système électrique.

Pour ce deuxième cas très particulier, RTE propose d'introduire la définition de « jour signalé Ecowatt rouge » dans les règles. Ainsi, RTE répond à la demande formulée par les acteurs d'ajustement lors du GT MA-RE du 15 décembre 2022 qui pointaient le besoin d'une formulation moins vague.

RTE précise par ailleurs que les règles MA-RE en vigueur garantissent déjà l'impossibilité de modifier le programme d'appel dans le sens contraire d'un ajustement pour motif « traitement des congestions ». De plus, les receveurs d'ordre ont connaissance de ce motif réseau lors qu'ils accèdent à l'ordre d'ajustement sur l'application SI dédiée.

MA8. Passage à 96 guichets de programmation et d'offre

MA8.1. Contexte et cadre réglementaire

La déclinaison des règlements européens « Capacity Allocation and Congestion Management » (ci-après CACM) et « Electricity Balancing » (ci-après EBGL) aura notamment pour conséquence le passage à des produits de marché quart d'heure associé à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui implique un passage à 96 guichets de programmation et d'offres.

Dans le cadre du projet de refonte des outils nécessaires au passage à 96 guichets, RTE avait initialement prévu de passer par une étape intermédiaire à 48 guichets, et ceci avait été intégré dans les règles MA-RE v10 entrée en vigueur au 1er avril 2022 (cf. dates d'entrée en vigueur différée MA4 et PR4 dans le projet de règles, anciennement date P') .

En effet, le règlement CACM précise que la clôture des marchés intervient au plus tôt une heure avant l'échéance de marché concernée. De plus l'ACER, via sa délibération portant sur l'heure d'ouverture du marché infra-journalier transfrontalier, a précisé que les échéances de marché doivent correspondre au pas de règlement des écarts.

Néanmoins, le règlement Electricity Balancing prévoit une cible à 15 minutes pour le pas de règlement des écarts à l'horizon du 18 décembre 2020 avec possibilité de dérogation, impliquant de passer à 96 guichets journaliers de programmation et d'offres. Dans sa délibération n°2018-229, la CRE octroie une dérogation autorisant RTE à reporter le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes au 1er janvier 2025.

Conformément à ce qui a été annoncé par RTE en réunion plénière de la CAM et en GT MA-RE du 25 mai 2023, et dans le contexte d'implémentation d'un pas de règlement des écarts de 15 minutes, RTE a réinterrogé la nécessité d'un passage intermédiaire marqué à 48 guichets.

MA8.2. Proposition de RTE

L'instruction a permis de conclure que la sécurisation d'un passage par une configuration intermédiaire en 48 guichets pourrait fortement ralentir l'atteinte des 96 guichets. RTE privilégie donc de travailler directement à la cible en prévoyant une montée progressive du nombre de guichets pour l'atteindre.

Il est donc proposé de faire évoluer les règles afin :

- D'adapter la date d'entrée en vigueur différée à l'atteinte d'un processus cible stabilisé sur les 96 guichets :

- Date PR_4 pour le passage à 96 guichets de programmation dans le chapitre 1 ;
- Date MA_4 pour le passage à 96 guichets d'offres dans le chapitre 2 ;

- D'intégrer les modalités transitoires qui correspondent à la montée progressive du nombre de guichets.

Plus concrètement, RTE propose d'ajouter un article dans les dispositions transitoires du chapitre 1 et du chapitre 2 afin de cadrer le processus d'augmentation progressive des guichets. Ainsi, RTE précise dans les règles que le début de cette phase d'augmentation des guichets sera annoncé par une notification de RTE adressée à l'ensemble des responsables de programmation et des acteurs d'ajustement, tout comme la fin de cette phase d'augmentation (i.e. atteinte des 96 guichets).

RTE souhaite indiquer, en outre, que cette phase sera jalonnée par des configurations différentes de guichets ouverts qui permettront d'atteindre la cible de 96 guichets. Entre deux changements de configuration, l'incrément numérique de guichets pourra ne pas être le même. Chaque nouvelle configuration de guichet sera annoncée par une notification de RTE avec un délai de prévenance minimum de 2 jours. La description de la configuration des guichets ouverts, ainsi que les modalités techniques de participation à ces guichets, seront intégrées à la notification.

Concernant le délai minimum de prévenance, RTE rappelle que la participation à un nouveau guichet n'est pas une obligation pour un acteur. Il est donc proposé un délai réglementaire de notification suffisamment court pour ne pas allonger cette période transitoire pour atteindre la cible des 96 guichets.

Enfin, RTE tient a rappeler que conformément aux échanges qui ont eu lieu lors du GT MA-RE du 25 mai 2023, des discussions techniques auront lieu avec les acteurs d'ajustements et les responsables de programmation en 2024 pour donner davantage de visibilité sur la stratégie d'augmentation des guichets mais également pour identifier d'éventuels prérequis ou contraintes à cette augmentation. Un des objectifs de l'instruction technique qui sera menée avec les acteurs est également d'assurer un minimum de participation des acteurs, ce qui doit permettre d'éprouver graduellement les processus d'exploitation avec un nouveau cadencement sans attendre l'atteinte de l'ensemble des 96 guichets.

MA9. Granularité des CUO

MA9.1. Contexte

La déclinaison des règlements européens « Capacity Allocation and Congestion Management » (ci-après CACM) et « Electricity Balancing » (ci-après EBGL) aura notamment pour conséquence le passage à des produits de marché quart d'heure associé à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui implique un passage à 96 guichets de programmation et d'offres.

Ce contexte réglementaire est à l'origine de nombreux chantiers d'évolutions d'ampleur dans les processus et le système d'information de RTE afin d'implémenter la cible « 15 minutes » des règlements.

MA9.2. Problématique

Actuellement, l'article 4.3.1 des règles MA-RE en vigueur (i.e. article 2.J.1.3 dans le projet de règles) ne permet pas les modulations chaque quart d'heure pour les ajustements. C'est uniquement le dispositif de programmation, auquel s'appuie la formulation d'offres implicite d'ajustement, qui prévoit la possibilité de moduler le programme d'appel sur chaque pas de 5 minutes ou 15 minutes (ou 30 minutes jusqu'à la date PR_{15} relative au projet de passage au pas de règlement des écarts de 15 minutes).

Dans le cadre de l'implémentation des règlements européens, l'évolution de la granularité des conditions d'utilisation des offres est importante à plusieurs égards. En effet, il est nécessaire :

- D'apporter une cohérence d'ensemble, à terme, au mécanisme d'ajustement qui poursuit son évolution vers une cible 15 minutes ;
- De maximiser la participation de flexibilités existantes mais également des nouvelles flexibilités comme par exemple le stockage et les énergies renouvelables ;
- De garantir une cohérence dans les évolutions SI des acteurs et dans les processus opérationnels.

MA9.3. Proposition de RTE

En conséquence, RTE propose d'introduire une date d'entrée en vigueur différée MA_{10} qui correspondra à la possibilité d'envoyer des chroniques 15 minutes sur un certain nombre de conditions d'utilisation des offres (CUO).

- Pour les offres d'ajustement spécifiques implicites :
    - La puissance maximale, la puissance minimale, et le délai de préparation ainsi que le délai de mobilisation dans le cas particulier des offres de démarrage (cf. article 2.J.1.3.2) ;
    - La puissance maximale offerte à la hausse et la puissance maximale offerte à la baisse calculées par RTE (cf. articles 2.J.1.3.5.1 et 2.J.1.3.5.2) ;
- Pour les offres d'ajustement spécifiques explicites :
    - La puissance maximale offerte à la hausse, la puissance maximale offerte à la baisse, et le délai de mobilisation (cf. article 2.J.1.3.3) ;
    - La puissance maximale offerte à la hausse et la puissance maximale offerte à la baisse (cf. articles 2.J.1.3.5.1 et 2.J.1.3.5.3).

MA10. Evolution des méthodes de contrôle du réalisé

MA10.1. Méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation »

MA10.1.1 Contexte

Dans un objectif de simplification des règles relatives au mécanisme d'ajustement et de l'alignement de ces méthodes avec les méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » des règles NEBEF, RTE a proposé en consultation des évolutions portant sur les demandes d'homologation, la vérification mensuelle de la qualité de la courbe de référence et le calcul de la référence pour la méthode par « historique de consommation ».

MA10.1.2 Proposition de RTE

Pour les deux méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » et concernant les demandes d'homologation, RTE propose :

- La réduction du délai de réponse de RTE à la demande d'homologation, passant ainsi de 7 jours ouvrés à 2 jours ouvrés.
- L'introduction des modalités d'aller-retour entre ces deux méthodes. Ainsi, un site qui demande une homologation à la méthode par « prévision de consommation » dans les 9 mois suivant le retrait d'homologation à la méthode par « historique de consommation » ne devrait pas avoir fait l'objet d'un retrait d'homologation à la méthode par « prévision de consommation » dans les 24 mois qui précèdent. De même, un site qui demande une homologation à la méthode par « historique de consommation » dans les 9 mois suivant le retrait d'homologation à la méthode par « prévision de consommation » ne devrait pas avoir fait l'objet d'un retrait d'homologation à la méthode par « historique de consommation » dans les 24 mois qui précèdent.
- Que l'acteur d'ajustement n'ait plus besoin d'informer l'homologation d'un site raccordé au RPD au GRD dont il dépend.

Pour les demandes d'homologation à la méthode par « historique de consommation », RTE propose également :

- Qu'il ne soit plus nécessaire de déclarer la capacité d'ajustement minimale du site.
- De préciser que le changement de variante au sein de la méthode ne réinitialise pas les indicateurs de vérification mensuelle et ne permet pas à l'acteur d'ajustement de s'affranchir du délai de carence de 9 mois en cas de perte de l'homologation à la méthode par historique.

Pour les deux méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » et concernant la vérification mensuelle de la qualité de la courbe de référence, RTE propose :

- Que les critères d'homologation d'un site ne soient calculés que pour les mois pendant lesquels ce site a été rattaché à une EDA homologuée à la méthode par « prévision de consommation » ou par « historique de consommation ».

Pour la méthode par « prévision de consommation » et concernant la vérification mensuelle de la qualité de la courbe de référence, RTE propose qu'en cas d'absence de courbe de charge et de présence d'une prévision pour un même pas de temps, l'erreur considérée soit nulle sur ce pas de temps et qu'il soit bien pris en compte dans le calcul des critères.

Pour la méthode par « historique de consommation », pour les variantes « moyenne 10J » et « médiane 10J », RTE propose que la référence soit établie sur 10 jours précendent l'effacement jusqu'à J-2 inclus, hors période d'indisponibilité ou d'effacement.

En cohérence avec les évolutions intégrées dans NEBEF 3.5 et bien que cela n'ait pas été concerté lors des GT MA-RE mais seulement dans le cadre des GT Effacement Transverse, RTE propose :

- De préciser que dans le cadre de la vérification mensuelle des indicateurs, RTE puisse décider de mener des audits.
- De préciser que, dans le cadre des la méthode « par historique de consommation », le gestionnaire de réseau de distribution doive transmettre à RTE les courbes de consommation des sites de soutirage concernés à partir du 1er jour du mois M de rattachement du site à l'entité d'ajustement et au plus tard à 12h le deuxième vendredi du mois M.
- De publier les seuils des critères d'homologation sur le Portail Services de RTE avec un délai de prévenance de 2 mois et non plus dans les Règles de Marché. La modification de ces seuils ferait l'objet d'une concertation avec les acteurs et serait soumise à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie. Dans le cadre du passage au pas de règlement des écarts à 15 minutes, si une modification des seuils s'avérait nécessaire, les nouveaux seuils seraient appliqués ex-post en faveur de l'acteur d'ajustement. De plus, RTE propose de préciser pour la méthode « par historique de consommation », de la même façon que pour la méthode « par prévision » et que dans les règles NEBEF, que les critères d'homologation doivent pouvoir être calculés au minimum 3 mois sur 11 mois glissants.

Par ailleurs, en ce qui concerne la valeur des seuils des critères d'homologation, RTE rappelle que ces valeurs, ainsi que les formules de calcul, ont évolué au 1er janvier 2023 dans le sens d'un assouplissement des critères. Un REX a été mené par RTE sur les résultats obtenus pour les mois de janvier à avril 2023 et a été présenté lors du GT MA-RE du 27 juin 2023. Ce REX a permis d'observer une nette augmentation de la validation des critères. Aussi, RTE propose de ne pas modifier à nouveaux les seuils des critères d'homologation.

Pour rappels, les valeurs de ces seuils sont les suivants :

- 15 % pour l'erreur absolue depuis le 1er janvier 2023, 10% auparavant,
- 7 % pour l'erreur de centrage depuis le 1er janvier 2023, 3 % auparavant, l'erreur de centrage n'étant valable que pour la méthode par prévision.

MA10.2. Méthode du « rectangle simple »

MA10.2.1 Contexte

Il a été constaté par RTE des conditions d'utilisation des offres (CUO) inadaptées à la méthode du « rectangle simple » car dégradant la fiabilité de la courbe de référence.

Par exemple, pour un effacement qui aurait une durée de 13 heures et un délai de mobilisation (DMO) de 8 heures, la puissance moyenne observée sur un unique pas de temps précédent le DMO de l'offre, peut ne plus être représentatif de la puissance qui aurait due être soutirée par le site sur toute la durée de l'effacement.

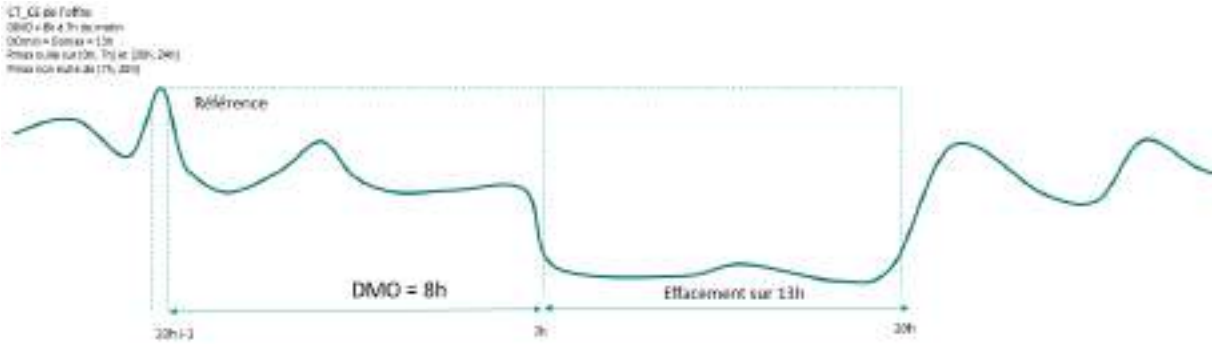


Figure 11 : exemple de courbe de charge

MA10.2.2 Proposition de RTE

Dans un objectif de fiabilisation de la courbe de référence pour la méthode « rectangle simple », RTE propose d'encadrer les conditions d'utilisation de cette méthode selon les modalités suivantes :

- Une durée d'effacement maximale de 4 heures pour que la prise de référence ne soit pas trop éloignée de l'effacement,
- Une durée de mobilisation de l'offre n'excédant pas 2 heures pour que la prise de référence ne soit pas trop éloignée de l'effacement,
- Une plage pour la prise de référence passant d'un unique pas de temps à une durée égale à la durée de l'effacement,
- Une durée sans activation supérieure ou égale au maximum des Durées d'Utilisation.

La démarche de limiter la durée d'un effacement offert sur le MA est d'ailleurs cohérent avec les règles NEBEF qui limite également la durée d'un effacement pour la méthode « rectangle à double référence corrigée ».

RTE propose que cette évolution soit effective ultérieurement, à partir de la date MA_2 (déjà existante et qui réfère à l'obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un programme d'appel ainsi qu'à la possibilité pour une EDA injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de sites d'injection de soumettre des offres d'ajustement spécifique explicite). Cette mise en œuvre différée permettrait notamment aux acteurs d'ajustement d'adapter éventuellement leur fonctionnement.

MA11. Valorisation des écarts d'ajustement

MA11.1. Contexte réglementaire

Lorsqu'un acteur d'ajustement active une EDA des suites d'un ordre d'ajustement envoyé par RTE, il fait rarement, voire jamais, un ajustement parfait. Ainsi, il existe une différence entre ce que réalise l'acteur (i.e. volume réalisé de l'ajustement) et ce qui est attendu par RTE sur la base de l'offre commerciale. Ceci est un écart d'ajustement.

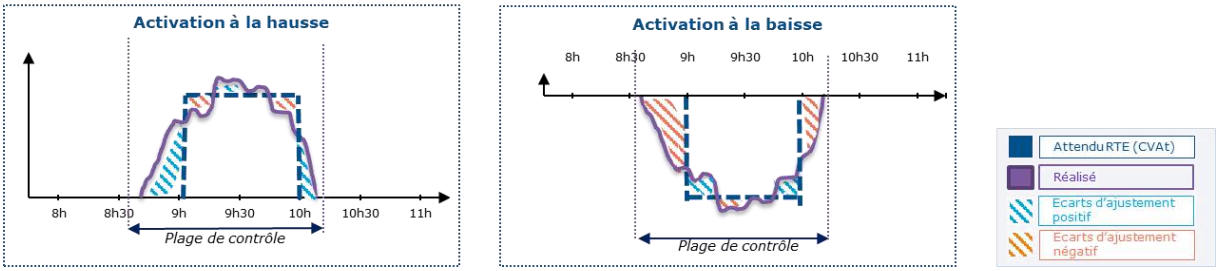


Figure 12 : exemples d'écarts d'ajustement

L'écart d'ajustement se calcule en comparant le volume réalisé et la volume attendu théorique selon les formules suivantes :

$$EA_{+}(EDA_j, t) = max\left(VR(EDA_j, t) - VA_{Théorique}(EDA_j, t)\,;0\right)$$
$$EA_(EDA_j, t) = -min\left(VR(EDA_j, t) - VA_{Théorique}(EDA_j, t)\,;0\right)$$

Où,

$$VR(EDA_j, t) = VR_H(EDA_j, t) - VR_B(EDA_j, t)$$
$$VA_{Théorique}(EDA_j, t) = VA_{Théorique,H}(EDA_j, t) - VA_{Théorique,B}(EDA_j, t)$$

Et où,

- $VR_H(EDA_j, t)$: le volume réalisé à la hausse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes t (en MWh) ;
- $VR_B(EDA_j, t)$: le volume réalisé à la baisse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes t (en MWh) ;
- $VA_{Théorique,H}(EDA_j, t)$: le volume attendu théorique à la hausse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes t (en MWh) ;
- $VA_{Théorique,B}(EDA_j, t)$: le volume attendu théorique à la baisse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes t (en MWh).

Pour les écarts d'ajustement positifs :

$$Montant\left(EA_{+}(EDA_j, t)\right) = EA_{+}(EDA_j, t) \times PREA_{+}(t)$$

Pour les écarts d'ajustement négatifs :

$$Montant\left(EA_(EDA_j, t)\right) = EA_(EDA_j, t) \times PREA_(t)$$

Où :

- $Montant\left(EA_{+}(EDA_j, t)\right)$ et $Montant\left(EA_(EDA_j, t)\right)$ en euros : la valorisation des Ecarts d'Ajustement de l'EDA_j, respectivement positifs et négatifs, pour un Pas 5 Minutes t donné ;
- $EA_{+}(EDA_j, t)$: l'Ecart d'Ajustement positif de l'EDA_j sur le Pas 5 Minutes t (en MWh) ;
- $EA_(EDA_j, t)$: l'Ecart d'Ajustement négatif de l' EDA_j sur le Pas 5 Minutes t (en MWh) ;

- $PREA_{+}(t)$: le Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement positifs sur le Pas 5 Minutes t (en €/MWh) ;
- $PREA_(t)$: le Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement négatifs sur le Pas 5 Minutes t (en €/MWh).

$$PREA_{+}(t) = PREA_(t) = PMP_{J+3}(t)$$

Où $PMP_{J+3}(t)$ est :

- Soit le Prix Moyen Pondéré à la hausse si la Tendance du Système Electrique Français est à la hausse sur le Pas de Règlement des Ecarts contenant le Pas 5 Minutes t, calculé en J+3 ;
- Soit le Prix Moyen Pondéré à la baisse si la Tendance du Système Electrique Français est à la baisse sur le Pas de Règlement des Ecarts contenant le Pas 5 Minutes t, calculé en J+3.

Le principe de flux financier est le suivant, si la valorisation est positive :

- Pour un écart d'ajustement positif : le compte ajustements-écarts rémunère l'acteur d'ajustement (CAE vers AA) ;
- Pour un écart d'ajustement négatif : l'acteur d'ajustement rémunère le compte ajustements-écarts (AA vers CAE).

D'après les règles MA-RE en vigueur, un écart d'ajustement réalisé en J est valorisé au prix moyen pondéré calculé en J+3.

MA11.2. Problématique

Suite à une analyse des combinaisons possibles de sur- et de sous-ajustement, de prix positif et négatif, de sens de l'ajustement, RTE a constaté que les formules de valorisation des écarts d'ajustement ne conduisent pas aux mêmes signaux selon la combinaison associée à un ajustement.

Exemples non exhaustifs qui illustrent la problématique :

Cas étudié	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
	Sur-ajustement hausse	Sous-ajustement hausse	Sous-ajustement baisse	Sur-ajustement baisse
Ecart d'ajustement	EA positif	EA négatif	EA positif	EA négatif
Volume commercial	10	10	10	10
Volume attendu théorique	10	10	-10	-10
Volume réalisé	12	8	-8	-12
Prix d'offre	50	50	-10	20
PREA = PMP_{J+3}	80	20	50	10

Acteur reçoit pour le volume commercial	500	500	100	-200
Acteur reçoit pour l'écart d'ajustement	160	-40	100	-20
Valorisation unitaire absolue de l'énergie en écart	80	20	50	10
Valorisation unitaire absolue de l'énergie réalisée totale	55	57,5	25	18,3

Ces exemples permettent d'illustrer que la conception du prix de règlement des écarts d'ajustement est insatisfaisante puisque dans certains cas l'acteur n'est pas perdant, voire il est gagnant sur ces écarts d'ajustement en comparaison avec la valorisation escomptée sur le volume commercial (c'est-à-dire sur le service d'ajustement).

Des échanges ont eu lieu entre RTE et les services de la CRE à propos de cette problématique, et le constat est partagé. Ainsi, RTE en a fait part aux acteurs d'ajustements lors de la session du groupe de travail MA-RE du 21 septembre 2023.

MA11.3. Proposition de RTE

Suite à la concertation d'une solution, et après plusieurs échanges avec les services de la CRE, RTE confirme le besoin de réaliser un amendement de la valorisation des écarts d'ajustement dans le projet de règles relatives au mécanisme d'ajustement.

Tout d'abord, il ne semble pas justifié de modifier les formules qui calculent les écarts d'ajustement car elles permettent un fléchage des flux financiers cohérents avec la logique économique du système. En revanche, il semble pertinent de faire évoluer la construction du prix de règlement des écarts d'ajustement (i.e. PREA) puisque le problème actuel réside dans le fait que le PMPJ+3 ne semble pas renvoyer un signal approprié et semblable d'un cas à un autre.

Par conséquent, RTE propose une évolution de la valorisation des écarts d'ajustement à partir d'une date MA_{31}. La capacité de mise en œuvre de cette évolution par RTE devra faire l'objet d'une instruction dédiée. La proposition d'évolution qui est intégrée dans le projet de règles repose sur deux axes :

1. La formule de valorisation applicable selon le sens de l'écart et le signe du prix de règlement des écarts ; et
2. Le prix de règlement des écarts applicable selon l'ajustement considéré.

Cette proposition est détaillée dans le chapitre 2 du projet de règles comme suit.

1. Pour chaque EDA_j et chaque pas 5 minutes t de la journée J, RTE valorise les écarts d'ajustement selon le cas applicable :

	$PREA(t) \geq 0$	$PREA(t) < 0$
$Montant\left(EA_{+}(EDA_j, t)\right)$	$EA_{+}(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1-\alpha)$	$EA_{+}(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1+\alpha)$
$Montant\left(EA_{-}(EDA_j, t)\right)$	$EA_{-}(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1+\alpha)$	$EA_{-}(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1-\alpha)$

2. Le prix de règlement des écarts d'ajustement est défini comme suit pour chaque pas 5 minutes t de la journée J :

Si Ecart d'Ajustement sur :	$PREA(t)$
Ajustement Spécifique	$PREA(t) = Prix_{Offre^{E}_{Spé}}(EDA_j, t)$
Ajustement Standard	$PREA(t) = Prix_{Valorisation^{E}_{Std}}(t)$
Ajustement Spécifique concomitant Ajustement Standard	$PREA(t) = \frac{Prix_{Offre^{E}_{Spé}}(EDA_j,t) \times VC_{Offre^{E}_{Spé}} + Prix_{Valorisation^{E}_{Std}}(t) \times VC_{Offre^{E}_{Std}}(t)}{VC_{Offre^{E}_{Spé}(EDA_j,t)} + VC_{Offre^{E}_{Std}}(t)}$

MA12. Autres évolutions et amendements rédactionnels

MA12.1. Impossibilité pour une EDA injection RPD d'offrir en explicite en étant constituée d'une EDP

MA12.1.1 Historique de concertation

Lors du cycle de concertation ayant conduit à l'entrée en vigueur au 1er avril 2022 des règles MA-RE v10, RTE avait élaboré un appel à contributions relatif à l'obligation pour toutes installations de production raccordées à un réseau public de distribution qui participerait au mécansime d'ajustement de transmettre un programme d'appel à RTE.

Le but de cet appel à contributions était d'analyser les perspectives d'une mise en œuvre qui aurait restreint temporairement les acteurs d'ajustement à une participation des EDA sous forme implicite, et ce, pour respecter ladite obligation d'envoyer un PA. Cet appel à contributions faisait suite à plusieurs révisions de ces modalités élaborées successivement sur plusieurs cycle de concertation (cf. rapport d'accompagnement à la consultation ou à la saisine du projet de règles MA-RE v10).

Sur la base des réponses des acteurs à cet appel à contributions, RTE avait proposé une déclinaison différente de l'ordonnance 2016-1059 fixant l'obligation d'envoi de PA pour toute EDA injection RPD avec un repositionnement de la date MA_2 (anciennement date I) aux alentours de 2025 pour autoriser :

- La soumission d'offres spécifiques explicites basées sur l'envoi de contraintes explicites et celui d'un programme d'appel ;
- La soumission d'offres spécifiques implicites basées sur l'envoi de contraintes implicites et celui d'un programme d'appel (déjà autorisée par les règles en vigueur).

Ainsi, et conformément à l'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016, à partir de la date MA_2 les acteurs seront en mesure de respecter l'obligation d'envoyer un programme d'appel à RTE, et ce, indépendamment du type d'offre spécifique soumise pour l'EDA injection RPD.

MA12.1.2 Contexte et problématique

Lors du cycle de concertation relatif aux règles MA-RE v11, des acteurs ont constaté qu'il était impossible pour une EDA injection RPD d'offrir en explicite tout en étant constituée d'une EDP pour programmer. De plus, ils ont alerté RTE sur l'absence de cette contrainte dans les règles en vigueur.

MA12.1.3 Proposition de RTE

Lors de la session de travail du 18 avril 2023, RTE a rappelé que la déclinaison initiale de l'ordonnance 2016-1059 dans les règles MA-RE v8.3 avait été dictée par cette contrainte technique puisque le dispositif de programmation implique historiquement des offres d'ajustement implicites.

Conformément aux éléments d'explication apportés dans le rapport d'accompagnement au projet de règles MA-RE v10, RTE souhaite rappeler que cette contrainte devrait pouvoir être supprimée dans le cadre d'un chantier de refonte de l'application centrale de l'équilibrage, permettant ainsi l'envoi de programmes d'appel indépendamment du type d'offre spécifique soumise.

Cependant, la rédaction des règles ne reflète pas totalement cette contrainte technique. Par conséquent, RTE propose un amendement rédactionnel pour indiquer qu'il n'est pas possible de formuler des offres explicites sur une EDA constituée d'EDP avant la date MA_2. Autrement dit, RTE confirme bien sa volonté d'obliger l'envoi d'un PA pour les EDA injection RPD uniquement lorsqu'il sera possible d'envoyer un PA indépendamment du type d'offre spécifique (i.e. implicite ou explicite).

Les articles 2.F.2.4 et 2.J.1.1.3.2 relatifs aux EDA injection RPD et aux offres d'ajustement spécifiques ont été précisés pour intégrer explicitement cette contrainte technique. De même, la description de la date MA_2 figurant à l'article 2.C.2 a été mise à jour pour corréler l'obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un PA à la possibilité pour celles-ci d'être composées d'EDP (uniquement composées de sites d'injection).

MA12.2. Suppression de l'article l'article 2.P.2

MA12.2.1 Contexte

Cet article 2.P.2 (i.e. article 4.10.1.6 de la section 1 des règles en vigueur) a été intégré dans une version des règles MA-RE antérieure à la mise en œuvre de la surveillance relative au règlement européen (UE) n°1227/2011 (ci-après « règlement REMIT ») qui vise à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie. Le processus qui est succinctement décrit dans cet article correspond à un processus de suivi qui s'intègre désormais dans les activités gloables de surveillance des marchés de l'électricité.

MA12.2.2 Proposition de RTE

Etant donné que cet article apparait obsolète, et pour ne pas conserver inutilement dans un texte réglementaire des articles qui relèvent d'un processus de surveillance plus globale, RTE propose simplement de supprimer cet article du chapitre 2 des règles de marché relatif au mécanisme d'ajustement.

MA12.3. Suppression de l'article 2.P.3

MA12.3.1 Contexte

Cet article 2.P.3 (i.e. article 4.10.4 de la section 1 des règles en vigueur) a été intégré dans les règles MA-RE v7 entrées en vigueur au 1er mars 2015. Il évoque le projet d'élaborer un retour d'expérience analysant les impacts sur le RPD des activations d'offres d'ajustement sur des EDA constituées de sites raccordés au RPD. Il précise en outre que ce retour d'expérience se fonderait sur des documents transmis par les GRD avant le 1er avril 2016.

La rédaction initiale de cet article s'inscrivait dans un contexte de développement des ajustements sur des sites raccordés au RPD, et du besoin d'instruire des évolutions éventuelles dans les processus et les règles SI. Cependant, cet article revêt un intérêt extrêmement limité dans le contexte actuel :

- La référence à des évènements préalables à 2016 rend cet article obsolète ;
- Une coordination entre gestionnaire de réseau est déjà en cours et ne se fonde pas sur cet article très spécifique ;
- Les discussions qui portent actuellement sur la participation des nouvelles flexibilités au mécanisme d'ajustement s'inscrivent dans un cadre plus étendu que le cadre de cet article.

MA12.3.2 Proposition de RTE

Etant donné que cet article apparait obsolète, et pour ne pas conserver dans un texte réglementaire des articles qui relèvent davantage d'une feuille de route, RTE propose simplement de supprimer cet article du chapitre 2 des règles de marché relatif au mécanisme d'ajustement.

MA12.4. DMO et utilisation de l'application de transmission des ordres d'ajustement

MA12.4.1 Contexte

Actuellement, l'article 2.J.1.3.4 du chapitre 2 des règles consultées sur la forme harmonisée établit une mauvaise relation de cause à effet entre le délai de mobilisation et les modalités techniques d'utilisation de l'application SI dédiée à la transmission des ordres d'ajustement.

MA12.4.2 Proposition de RTE

Par conséquent, RTE propose d'inverser la relation de cause à effet pour décrire correctement la réalité. En effet, c'est le délai de mobilisation (DMO) qui conditionne les modalités techniques d'utilisation de l'application SI dédiée à la transmission des ordres d'ajustement, et non l'inverse.

MA12.5. Calcul du volume défaillant

MA12.5.1 Contexte

Les formules liées au volume défaillant ont été modifiées avec l'entrée en vigueur de la date T' précédemment notifiée au 5 janvier 2023. Lors de l'implémentation dans les règles, une erreur s'est glissée dans la formule

MA12.5.2 Proposition de RTE

RTE propose d'amender la formule du cas n°2 du volume défaillant (2.M.6) pour la mettre en cohérence avec le critère défaillant et l'implémentation déjà mise en oeuvre dans notre système d'information comme suit :

- *Cas 2) Si le critère de défaillance 2, ci-dessous et conformément à l'article2.M.6, est satisfait :*

$$\sum_{u\in t} VR(EDA_j,u) > \sum_{u\in t}\left(max\left(VA_{Effectif}(EDA_j,u)\,;\,\frac{VA_{Effectif}(EDA_j,u)+VA_{Effectif}(EDA_j,u-1)}{2}\right)\right) + max\left(20\%\times\sum_{u\in t}\left|VA_{Effectif}(EDA_j,u)\right|\,;0{,}5\ MWh\right)$$

Alors :

$$V_{Déf}(EDA_j,t) = \left|\frac{\sum_{u\in t} VR(EDA_j,u) - \sum_{u\in t}\left(\sout{min}\ max\left(VA_{Effectif}(EDA_j,u)\,;\,\frac{VA_{Effectif}(EDA_j,u)+VA_{Effectif}(EDA_j,u-1)}{2}\right)\right)}{n}\right|$$

MA12.6. Précision sur le calcul du volume commercial

MA12.6.1 Contexte

RTE souhaite apporter une précision aux conditions d'applications du calcul du volume commercial des offres spécifiques activées.

Cela concerne le cas d'un ajustement spécifique dans le sens opposé à l'ajustement standard. Cela peut se matérialiser selon les deux cas décrits dans la Figure 13 :

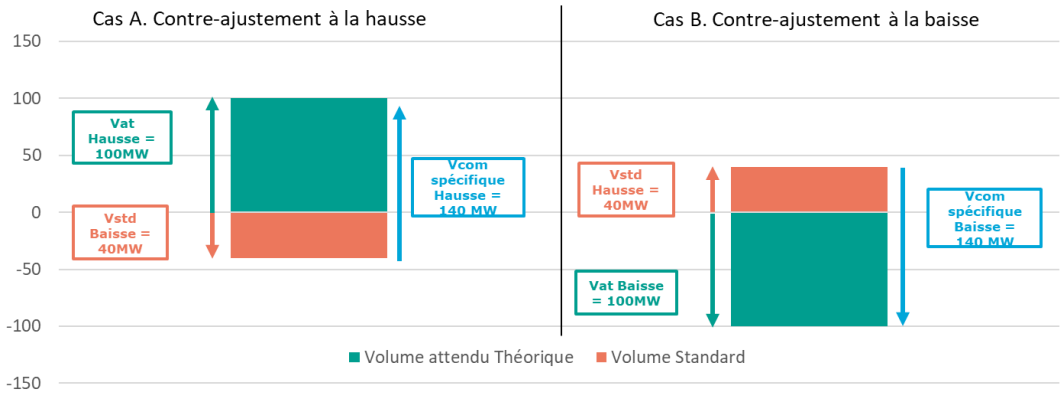


Figure 13 : exemples de contre-ajustements

Cas A : sur un même pas de temps et pour une même EDA, un ajustement standard est à la baisse, puis un ajustement spécifique est à la hausse.

Cas B : sur un même pas de temps, et pour une même EDA, un ajustement standard est à la hausse, puis un ajustement spécifique est à la baisse.

Actuellement dans les règles MA-RE en vigueur, le volume commercial des offres spécifiques activées comprend deux formules.

Or ces deux cas de contre-ajustement satisfont les conditions d'applications des deux formules, et cela ne permet pas de connaitre la formule à appliquer.

MA12.6.2 Proposition de RTE

RTE propose d'amender les conditions d'applications des formules, afin de simplifier la lecture et d'identifier la formule à appliquer en cas de contre-ajustement à la hausse et contre-ajustement à la baisse.

Au sein du paragraphe 2.M.3.3 :

- La première condition porte à présent uniquement sur le critère du $VA_{Théorique,H}(EDA_j, t)$ non nul, i.e. un ajustement à la hausse spécifique non nul.
- La deuxième condition porte à présent uniquement sur le critère du $VA_{Théorique,B}(EDA_j, t)$ non nul, i.e. un ajustement à la baisse spécifique non nul.

Ces deux conditions permettent d'orienter vers la bonne formule à appliquer pour l'ensemble des cas identifiés.

MA12.7. Suppression des contrats d'échange d'énergie d'ajustement entre GRT

MA12.7.1 Contexte

Depuis la fin de l'exploitation sous contrôle TERRE, RTE n'a plus la possibilité d'échanger de l'énergie d'ajustement avec ses GRT voisins au travers de contrats bilatéraux et doit obligatoirement passer par la plateforme TERRE. Ainsi, depuis le 1er avril 2022, le mécanisme BALIT (BALancing Inter-TSOs) est obsolète.

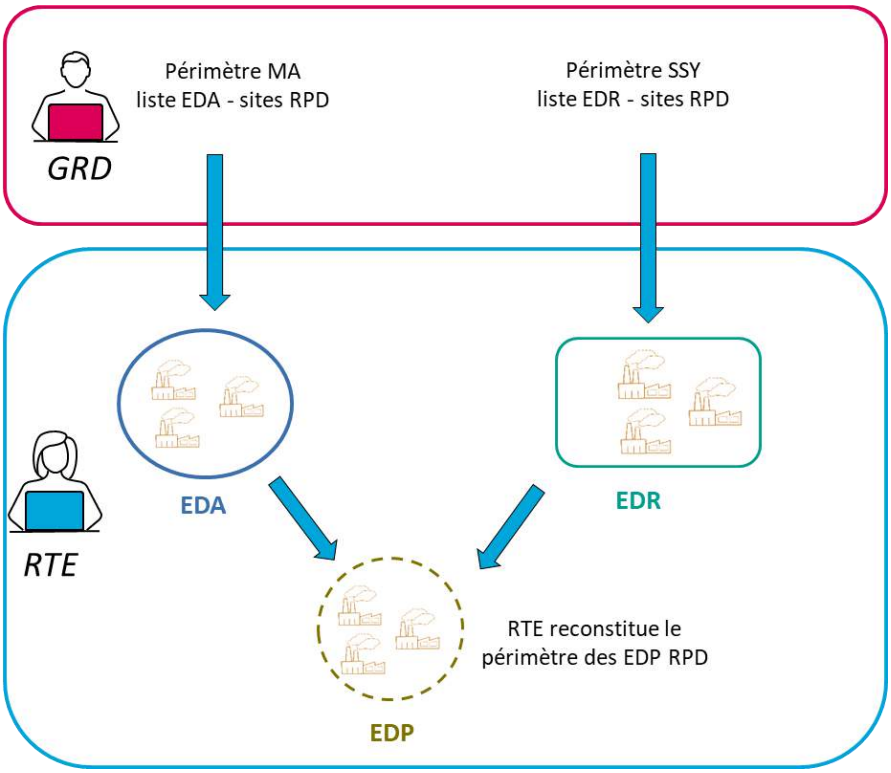
MA12.7.2 Proposition de RTE

RTE propose de supprimer les références aux contrats d'échange d'énergie d'ajustement entre GRT (articles 0.O.2, 2.J.1.1.2.2.1, 2.P.1.1, 2.Q.2.1, 3.Q.1.1 et 3.Q.1.1.2) et de conserver l'accès aux données historiques du mécanisme BALIT sur le portail services pendant 5 ans.

MA12.8. Clarification de l'évolution d'une EDA en lien avec une EDR

MA12.8.1 Contexte

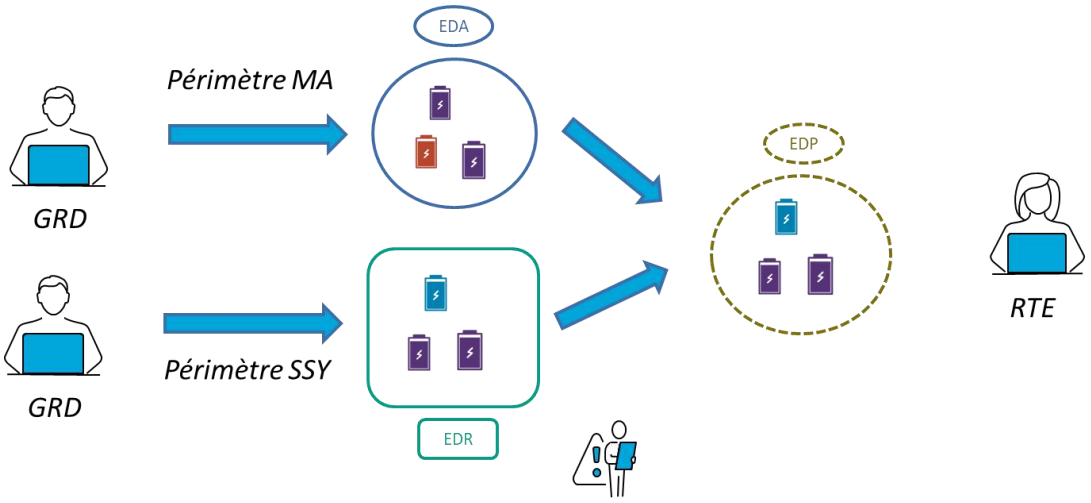
Avant la mise en place de la future évolution sur les périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSY (§PR5), RTE doit reconstituer des entités de programmation (EDP) cohérentes sur le RPD en fonction de la composition en sites des entités d'ajustement (EDA) et des entités de réserve (EDR.)



La remontée des périmètres MA et SSYf doit être cohérente pour une bonne prise compte de la participation des EDA.

S'il y a une incohérence entre les périmètres MA et SSYf, RTE conservera le périmètre SSYf conforme à la certification, et le périmètre MA sera modifié par RTE en conséquence.

Dans le cas de la figure ci-dessous, l'EDA ne pourra pas être utilisée, sans modification de l'EDA pour être en conformité avec l'EDR/EDP associée.



- **Rappel de la rédaction dans les règles SSYf en vigueur**

Article 4.3.2 « Modification par RTE » dans la section « Modification du Périmètre de Réserve »

Si un ou plusieurs Sites font partie conjointement d'une Entité de Réserve et d'une Entité d'Ajustement, et que RTE n'est pas en mesure de reconstituer la composition en Sites d'une Entité de Programmation liée à cette Entité de Réserve et cette Entité d'Ajustement, alors la composition en Sites de l'Entité de Programmation est déterminée de façon à privilégier le maintien / préserver le Périmètre en Sites de l'Entité de Réserve. A cette fin, RTE peut retirer des Sites de l'Entité d'Ajustement pour qu'elle reste en cohérence avec l'Entité de Programmation. Si toutefois, le Périmètre en Sites de l'Entité d'Ajustement n'est pas compatible avec celui de l'Entité de Programmation, alors RTE peut suspendre l'Entité d'Ajustement.

- **Rappel des modalités applicables dans les règles MA-RE en vigueur**

Article 4.2.1.2.3 « *EDA injection RPD »*

L'ensemble des Sites composant une EDP doit être rattaché à la même EDA.

MA12.8.2 Proposition de RTE

RTE propose de clarifier l'obligation de cohérence inter-mécanismes MA et SSYf dans le chapitre 2, à l'image de ce qui a été précédemment rédigée dans les règles SSYf.

MA12.9. Clarification du portage des surcoûts sur les ajustements

MA12.9.1 Contexte

L'article 2.Q.1.2 du chapitre 2 expose les modalités de calcul des surcoûts d'ajustement, cependant le portage financier de ces surcoûts n'est pas exposé clairement dans les règles. Le chapitre 3 présente par ailleurs les modalités d'élaboration du solde du compte ajustements-écarts (CAE). En effet, le coût des ajustements à hauteur du prix marginal d'équilibrage est porté financièrement par les responsables d'équilibre en écart. L'article 3.Q.6 indique également que les surcoûts sont déduits des charges et ajoutés aux produits du solde du CAE. Le non portage financier de ces surcoûts par les responsables d'équilibre est une conclusion indirecte qui peut être faite de la lecture des règles. Néanmoins, l'absence de mention claire du portage financier des surcoûts d'ajustements peut soulever des interrogations légitimes. Actuellement, ce portage est géré dans le cadre du TURPE.

MA12.9.2 Proposition de RTE

Afin d'indiquer plus clairement que les surcoûts d'ajustements sont portés par un méacnisme tarifaire dédié, et non par le dispositif de Responsable d'Equilibre, RTE propose d'intégrer une précison dans l'article 2.Q.1.2 du chapitre 2. Ainsi, il est indiqué que conformément au chapitre 3, le surcoût d'un ajustement est intégré dans l'élaboration du solde du CAE de telle manière qu'il ne soit pas une charge financière pour les responsables d'équilibre. En outre il est précisé que le surcoût d'un ajustement est financièrement porté par un autre compte que gère RTE et qui est suivi dans le cadre d'une régulation tarifaire dédiée.

MA12.10. Modification de la définition de la capacité d'ajustement

MA12.10.1 Contexte

Dans le cadre de de l'harmonisation des règles de marché, la définition de la capacité d'ajustement a été modifiée par erreur, et la mention suivante a été supprimée :

« Dans le cas particulier des Sites de Soutirage appartenant à une EDA Soutirage Profilée, la variation maximale à la hausse est approximée par la Puissance Souscrite du Site de Soutirage concerné et les trois autres valeurs sont considérées comme nulles. »

MA12.10.2 Proposition de RTE

RTE propose de corriger cette coquille rédactionnelle et ainsi de remettre cette mention nécessaire à l'application du chapitre 2.

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. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR LE PROJET DE REGLES DE MARCHE HARMONISEES 75

RE2. PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES 75

RE2.1. Contexte 75

RE2.2. Proposition de RTE 75

RE3. CORRECTION DE PE POUR LES FLEXIBILITES RESEAU RPT 76

RE3.1. Contexte 76

RE3.2. Proposition de RTE 76

RE3.3. Contexte 76

RE3.4. Proposition de RTE 77

RE4. INTEGRATION DES FLEXIBILITES RESEAU DANS LE CAE 78

RE4.1. Contexte 78

RE4.2. Proposition de RTE 78

RE5. EVOLUTION DU TRAITEMENT DES SITES AU MODELE « SANS PRISE EN COMPTE DE L'ENERGIE DE REGLAGE » SSYF POUR LES ECARTS RE 79

RE5.1. Contexte 79

RE5.2. Proposition de RTE 79

RE6. SIMPLIFICATION DES ANNEXES DE RATTACHEMENT RE 80

RE6.1. Contexte 80

RE6.2. Proposition de RTE 80

RE7. REFORMULATION DES MODALITES RELATIVES A LA PROGRAMMATION DES ECHANGES DE BLOC (PEB) 80

RE7.1. Contexte 80

RE7.2. Proposition de RTE 80

RE8. REVISION DU QUESTIONNAIRE CLIENT (KYC) 82

RE8.1. Contexte **82**

RE8.2. Proposition de RTE **82**

RE9. SUPPRESSION DU PLAFOND DU MONTANT DE GARANTIE FINANCIERE POUR LES RE DECLARATIFS 83

RE9.1. Contexte **83**

RE9.2. Proposition de RTE **83**

RE10. AUTRES EVOLUTIONS 83

RE10.1. Correction d'une coquille dans un paragraphe de l'article 3.L.1 ..... **83**
RE10.1.1. Contexte 83
RE10.1.2. Proposition de RTE 83

RE10.2. Précision sur la prise en compte des offres d'ajustement standard de RR dont l'ordre a été bloqué **84**
RE10.2.1. Contexte 84
RE10.2.2. Proposition de RTE 84

RE10.3. Amendement de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités **84**
RE10.3.1. Contexte 84
RE10.3.2. Proposition de RTE 84

RE1. Prise en compte de la consultation sur le projet de règles de marché harmonisées

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

Une consultation spécifique relative à l'article 3.R.3 « Dispositions applicables par les GRD pour l'estimation des courbes de charge » a été organisée en parallèle dans le cadre du comité de gouvernance du profilage (CGP).

L'ensemble des retours concernant le chapitre 3 relatif au dispositif de responsable d'équilibre (hormis l'article 3.R.3) ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe 2.A5. Leur prise en compte est identifiée par des marques de révision surlignées en gris dans le projet de texte mis en consultation.

RE2. Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes

RE2.1. Contexte

En application du règlement européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » et de la dérogation accordée par la CRE dans sa délibération n°2018-229 du 14 novembre 2018, le pas de règlement des écarts (ou ISP) doit passer à 15 minutes en France au plus tard le 1er janvier 2025.

Compte tenu du rôle central du dispositif RE dans l'organisation du système électrique et de l'ampleur des impacts pour l'ensemble des acteurs, une concertation relative à cette évolution est conjointement menée par RTE et Enedis depuis 2019. Les impacts touchent l'ensemble des mécanismes de marché (responsable d'équilibre, mécanisme d'ajustement, programmation, NEBEF, mécanisme de capacité, etc.) et peuvent être retrouvés dans une page dédiée sur le site internet de RTE.

Conformément à des demandes exprimées par certains acteurs lors d'un appel à contributions réalisé à l'été 2019 et afin d'apporter de la visibilité aux acteurs, RTE a inscrit dans les règles MA-RE dès la v10 les impacts à la cible de ce changement de pas de règlement des écarts.

La trajectoire de bascule n'ayant pas encore été concertée lors la préparation des règles MA-RE v10 à l'automne 2021, l'insertion du passage au pas de règlement des écarts 15 minutes a été fait en insérant une date de bascule unique (date L ou date RE_{15}).

RE2.2. Proposition de RTE

RTE propose d'inscrire dans cette version de règles la trajectoire de bascule définie en concertation en 2022 et 2023. La stratégie concertée prévoie une bascule progressive des différentes données devant changer de granularité, afin de lisser les différentes bascules et d'éviter un effet big bang au 31 décembre 2024.

En ce sens, plusieurs dates pivots viennent se substituer à la date L ou date RE_{15} . Une plage de numéro de 15 à 30 est réservée pour ces bascules (l'ensemble des numéros n'est pas nécessairement utilisé pour chaque chapitre). Lorsqu'un même numéro est utilisé pour plusieurs chapitres, les dates sont identiques (exemple : date RE_{15} et date MA_{15} seront identiques).

Pour chaque date pivot, une date cible de bascule opérationnelle a été définie et sera notifiée par RTE.

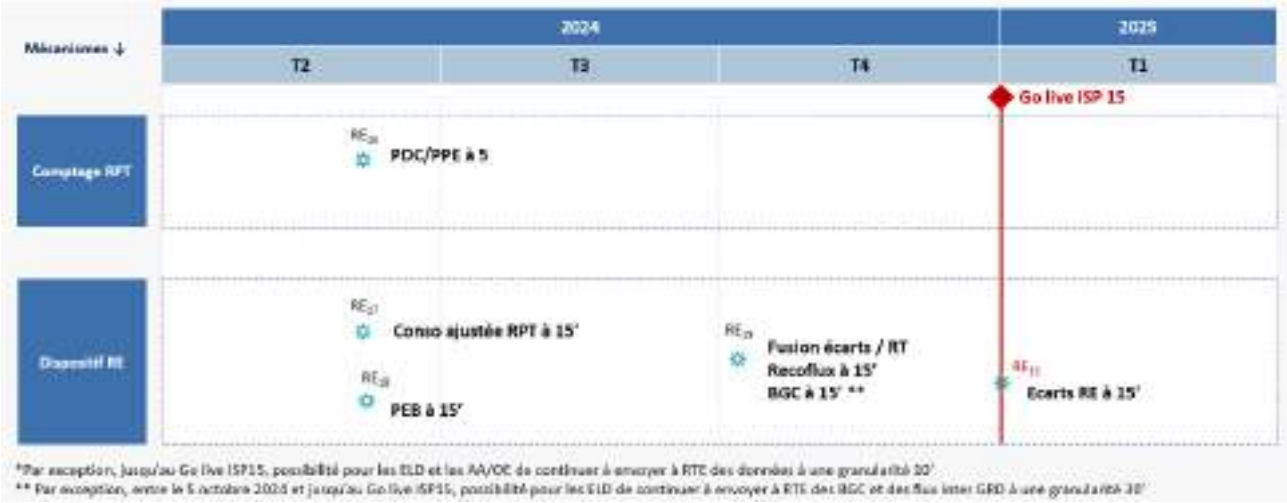


Figure 14 : déroulé prévisionnel du basculement par étapes pour atteindre ISP 15

RE3. Correction de PE pour les flexibilités réseau RPT

RE3.1. Contexte

Comme mentionné au paragraphe DG2 de ce document, RTE et Enedis travaillent à la construction de l'écosystème des flexibilités permettant de gérer les contraintes des réseaux de transport et de distribution. La correction de périmètre d'équilibre lors d'activation de flexibilités réseau RPD est en en vigueur depuis le 1er mars 2023 et l'objectif est d'étendre ce principe aux EnR photovoltaïques et éoliennes terrestres raccordées au RPT qui constituent les flexibilités réseau RPT.

RE3.2. Proposition de RTE

RTE propose d'inscrire la correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT dans la l'article 3.L.5 du chapitre 3 des règles de marché de la même manière que pour les flexibilités réseau RPD. Cette correction de périmètre sera effectuée dans les cas prévus par le contrat d'accès au réseau de transport (CART) et son entrée en vigueur devra donc coincider avec la mise en application de la nouvelle version du CART, prévue pour mi-2024. Une date pivot RE_2 avec un délai de notification de 1 mois est donc proposée pour l'entrée en vigueur de cette correction de périmètre d'équilibre.Flux financiers lors de correction de PE de flexibilité réseau sous obligation d'achat

RE3.3. Contexte

Les corrections de périmètre d'équilibre proposées par RTE lors d'écrêtements de production pour les flexibilités réseau impliquent des flux financiers au titre des règles de marché entre les responsables d'équilibre (ci-après « RE ») et les gestionnaires de réseau (ci-après « GR ») et au titre des contrats d'accès au réseau entre les producteurs et les GR. Pour les flexibilités réseau rendues par des sites d'injection de type éolien terrestre ou photovoltaïque, les flux financiers dépendent des mécanismes de soutien dont bénéficient les producteurs écrêtés (sans soutien, obligation d'achat ou complément de rémunération).

Des travaux avaient déjà été menés concernant la correction de périmètre d'équilibre des producteurs sous obligation d'achat et les flux financiers associés, notamment dans la version 8.3 des règles MA-RE. La solution initialement proposée par RTE pour le traitement des limitations faisait intervenir une convention technique (article 2.K.5.2 du chapitre 2 des règles de marché en vigueur) pour étendre la participation au MA à tous les producteurs EnR, y compris ceux sous obligation d'achat. Le périmètre d'équilibre pouvait donc être corrigé grâce à l'activation d'une offre d'ajustement a posteriori en back office et le producteur était rémunéré par son acheteur obligé via un accord acteur d'ajustement-responsable d'équilibre. Suite à cette proposition, les acteurs ont fait savoir à RTE que la solution était trop complexe opérationnellement à mettre en place. Une date B avait donc été ajoutée, permettant de basculer vers un autre fonctionnement plus simple, mais consistant toujours en une correction de périmètre d'équilibre via activation d'une offre d'ajustement a posteriori.

Les travaux actuels (notamment décrits aux paragraphes DG2, **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et RE3 du présent document) sur les flexibilités réseau et notamment la correction de périmètre d'équilibre hors MA lors d'activation de ces flexibilités remettent en cause les flux financiers précédemment élaborés et impliquent un changement de fonctionnement.

RE3.4. Proposition de RTE

Le schéma et les flux entre les différents acteurs proposés sont présentés dans la Figure 15.

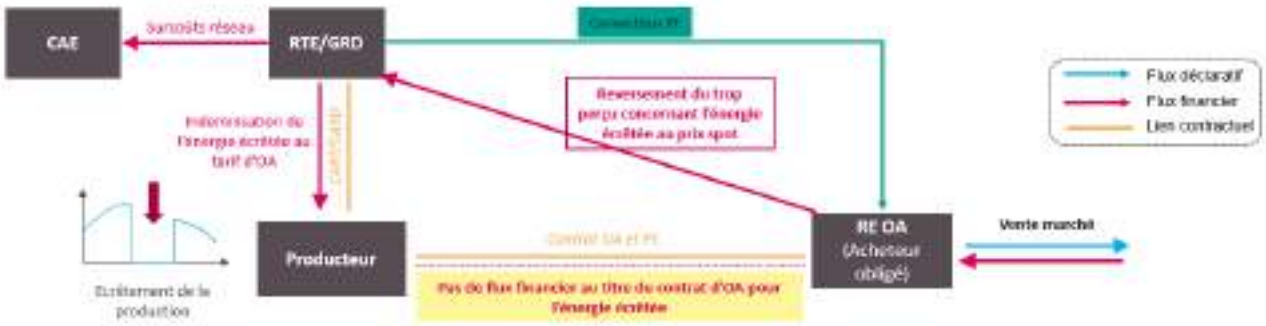


Figure 15 : récapitulatif des flux entre les acteurs pour la correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT sous OA.

En cas de correction du périmètre d'équilibre, l'acteur de marché (RE OA sur le schéma) ne reverse pas au producteur la valorisation réalisée sur les marchés. Le producteur est indemnisé par le gestionnaire de réseau de tout son tarif d'obligation d'achat. Un flux financier doit être prévu entre le RE et le GR pour le reversement de la valorisation sur les marchés qui constitue un trop perçu pour l'acteur de marché.

La CRE souhaite que le flux financier entre le responsable d'équilibre et le gestionnaire de réseau soit inscrit dans les règles de marché. RTE propose donc de l'intégrer dans un nouvel article du chapitre 3 des règles de marché : « 3.M.6. Modalités de facturation particulières du RE concernant les Flexibilités Réseau sous Obligation d'Achat ». Ce paragraphe décrit le flux et sa valorisation.

Ce flux correspond à l'énergie écrêtée (qui est celle corrigée et indemnisée au producteur), valorisée au prix spot, par pas de granularité du prix spot (c'est-à-dire au pas horaire puis au pas 15 minutes en 2025). A noter qu'en cas de prix spot négatifs, le principe reste le même et le flux va donc du GR vers le RE.

Le GR qui facture le RE (ou qui se fait facturer par le RE dans le cas de prix spot négatifs) est celui à l'origine de l'activation de la flexibilité réseau sous obligation d'achat concernée, c'est-à-dire :

- RTE pour les flexibilités réseau RPT et flexibilités réseau RPD activées pour résoudre des congestions du RPT ;
- Le GRD à l'origine de l'activation pour les flexibilités réseau RPD activées pour résoudre des congestions du RPD.

Ces flux de facturation sont légèrement différents de ceux présentés au GT MA-RE du 27 juin, où le GR facturant le RE était :

- RTE pour les flexibilités réseau RPT ;
- Le GRD à l'origine de l'activation pour les flexibilités réseau RPD, avec reversement à RTE dans le cas d'activation pour résoudre des congestions du RPT.

Cette modification est proposée suite à des discussions entre les GRD et RTE, car il paraît plus pertinent que ce soit le GR étant le destinataire final du flux qui facture directement le RE. Cela permet en effet de minimiser le nombre d'échanges financiers impliqués. De plus, c'est ce schéma de flux qui est proposé pour l'intégration des flexibilités réseau dans le CAE (article RE4 du présent document).

RTE propose dans un premier temps une facturation annuelle pour faciliter la mise en place de ce flux financier auprès de tous les acteurs. Les modalités de facturation proposées sont décrites dans l'article 3.N.3.3 lorsque le gestionnaire de réseau qui facture est RTE et dans l'article 3.R.2.10 lorsque c'est le GRD.

A noter que la mise en place de ce nouveau schéma et des flux associés rendent obsolètes les anciens travaux sur ce sujet et RTE propose de supprimer la date B qui n'a plus d'utilité. Dans la version harmonisée des règles de marché, cette date B était mentionnée au chapitre 2.

RE4. Intégration des flexibilités réseau dans le CAE

RE4.1. Contexte

La correction des périmètres RE des sites ayant subis une flexibilité pour cause réseau implique la nécessité d'intégrer une compensation dans le CAE. En effet, en neutralisant l'impact des flexibilités réseau pour le RE concerné, les ajustements réalisés en réactif par RTE sur l'équilibre offre-demande pour compenser le déséquilibre causé par ces activations réseau sont financés par la communauté des RE.

RE4.2. Proposition de RTE

RTE propose d'intégrer le déséquilibre créé par l'activation de flexibilité féseau dans un périmètre d'équilibre spécifique, dont le gestionnaire de réseau est responsable financièrement. Les écarts, valorisés au prix de règlement des écarts des RE spécifiques, seraient pris en compte dans le CAE, permettant de neutraliser les impacts auprès de la communauté des RE.

Ainsi, les mises en place de corrections de périmètres d'équilibre et d'intégration de flexibilités réseau dans le CAE doivent être concomitantes.

Nous proposons de mettre en place l'intégration des flexibilités réseau RPT dans le CAE à la date pivot RE_2 correspondant à la date de mise en place de la correction de périmètres d'équilibre associés.

La correction de périmètre d'équilibre lors d'activation de flexibilités réseau distribuées étant déjà en vigueur depuis le 1er mars 2023, nous proposons d'intégrer cette composante dans le CAE dès l'entrée en vigueur des présentes règles.

RE5. Evolution du traitement des sites au modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » SSYf pour les écarts RE

RE5.1. Contexte

Plusieurs modèles existaient historiquement pour la prise en compte des énergies de réglage suivant le type de site :

Modèle	Rémunération du RR	Insensibilisation du RE	Insensibilisation du fournisseur
Corrigé	Oui	Oui (périmètre corrigé via la correction de la courbe de charge	Non (le site rémunère le fournisseur via la correction de la courbe de charge)
Régulé	Oui	Oui	Oui Via RR<-> RTE<->fournisseur
Contractuel	Oui	Oui	Non (Accord contractuel entre le RR et le fournisseur)
Sans	Non	Non	Non
Injection	Oui	Oui	Non

Le modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » (ci-après « modèle « sans » ») concerne les sites de soutirage RPD.

Afin de se mettre en conformité avec le règlement Electricity Balancing, RTE a fait évoluer en 2022 les règles services système v7.1 de façon à adapter la prise en compte des énergies de règlage pour le modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage », afin de pouvoir :

- Rémunérer le responsable de réserve ;
- Corriger les périmètres d'équilibre.

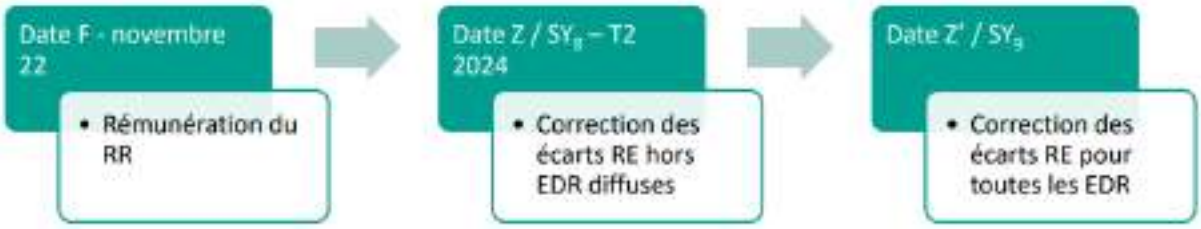
La rémunération des responsables de réserve est effective depuis novembre 2022.

La correction des périmètres d'équilibre nécessite une adaptation du chapitre 3 des règles de marché.

RE5.2. Proposition de RTE

Le chapitre 3 a été adapté de façon à permettre la prise en compte des énergies de réglage dans le calcul de l'écart RE pour les sites au modèle « sans ».

A noter que cette prise en compte se fera en deux temps : EDR non diffuses (date SY_8) puis EDR diffuses (date SY_9).



RE6. Simplification des annexes de rattachement RE

RE6.1. Contexte

Suite à des difficultés opérationnelles rencontrées dans le traitement des annexes de rattachement RE 3.A5/3.A6 (ex C7/C8), RTE propose une simplification des annexes RE.

RE6.2. Proposition de RTE

RTE propose une adaptation des annexes de rattachement de façon à se rapprocher des pratiques opérationnelles. En ce sens, RTE propose que l'annexe 3.A5/3.A6 prévoit par défaut l'accès pour le RE aux données de comptage, données physiques et consommation ajustée du site.

RE7. Reformulation des modalités relatives à la programmation des échanges de bloc (PEB)

RE7.1. Contexte

Le chapitre 3.I relatif à la Programmation des échanges de Bloc a fait l'objet de plusieurs modifications successives. Il fait référence à des contrôles de l'ordre de l'implémentation SI, et ne reflète pas fidèlement les retours faits par RTE au RE. RTE propose de reformuler ce paragraphe, en renvoyant si besoin aux règles SI, afin qu'il soit plus lisible et en cohérence avec les retours effectivement effectués par RTE.

RE7.2. Proposition de RTE

RTE propose de reformuler ce chapitre 3.I de la façon suivante :

- Mentionner l'existence du numéro de version du PEB
- Ajouter ce numéro parmi les informations entrant dans le contenu d'un PEB
- Indiquer le rôle du numéro de version dans la modification d'un PEB
- Supprimer le chapitre relatif aux conditions d'acceptation d'un PEB par RTE et reporter ces conditions dans les autres chapitres (notamment celui relatif au Processus de déclaration des PEB) et/ou dans les règles SI, comme décrit dans le tableau ci-dessous :

Conditions d'acceptation	Articles dans les chapitres de règles (nouvelle numérotation) et/ou règles SI
1. Le PEB contient toutes les informations listées à l'article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ;	Règles SI
2. La chronique de valeurs de puissance contenue dans le PEB ne présente que des valeurs positives établies au 1/100ème de MW ou des valeurs nulles ;	3.I.4 Règles SI
3. Le PEB respecte les conditions et le formalisme décrit dans les règles SI ;	3.I.5
4. Le RE émetteur du PEB est soit le RE vendeur d'énergie, soit le RE acheteur d'énergie ;	Règles SI
5. Le RE acheteur d'énergie et le RE vendeur d'énergie disposent d'un accord de participation dont la validité court à minima jusqu'au jour de livraison du PEB inclus ;	3.I.1 et 3.I.5 Règles SI
6. Si l'acheteur d'énergie est un site de soutirage télérelevé, le RE émetteur du PEB a transmis à RTE une NEB RE-site en respect des délais décrits à l'article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, dont la validité court a minima jusqu'au jour de livraison du PEB inclus ;	3.I.5 Règles SI
7. Pour un jour de livraison J, si le type d'échange d'un PEB est J-1, alors l'heure de réception par RTE du PEB doit être comprise entre 00h00 en J-30 et 16h30 en J-1 exclu ;	3.I.5 Règles SI
8. Pour un jour de livraison J, si le type d'échange d'un PEB est infrajournalier, alors l'heure de réception par RTE du PEB est postérieure ou égale à 16h30 en J-1 et strictement avant 23h30 en J avant la date RE_{15} ou strictement avant 23h45 en J après la date RE_{15} ;	3.I.5 Règles SI
9. Pour un PEB échangé entre deux RE, RTE a reçu un PEB de la part de la contrepartie du RE, présentant des données strictement identiques pour les informations (1) à (4) prévues à l'article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ;	3.I.5.1 et 3.I.5.2 Règles SI

10. Le RE acheteur d'énergie ou le RE vendeur d'énergie ne fait pas l'objet d'une suspension de son accord de participation prévue à l'article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.	3.I.5.1 et 3.I.5.2 Règles SI

- Reformuler le chapitre 3.I.5
- Mutualiser en début de paragraphe les traitements communs aux PEB J-1 et infra-journalier
- Fusionner (sans les modifier) au lieu de dupliquer les traitements relatifs aux PEB entre deux RE et entre un RE et un site de soutirage
- Mutualiser en début de paragraphe les traitements communs aux PEB J-1 et infra-journalier
- Mettre en cohérence avec les retours effectivement faits par RTE au RE et leur échéance

Les éléments suivants ont été supprimés :

- RTE transmet la chronique de valeurs de puissance retenue au RE et à sa contrepartie
- RTE informe le RE et sa contrepartie de l'acceptation du PEB concerné
- RTE informe le RE, et sa contrepartie le cas échéant, du refus du PEB et de la cause associée conformément aux règles SI.

Les éléments suivants ont été ajoutés :

- RTE transmet alors l'acceptation/refus du PEB
- Le RE peut suivre l'état et le contenu de son PEB dès son envoi au plus tôt 30 jours avant le jour J.

RE8. Révision du questionnaire client (KYC)

RE8.1. Contexte

Dans le processus de contractualisation d'un accord de participation RE, le demandeur doit remplir un questionnaire en ligne sur le portail services, appelé également KYC (Know Your Customer).

Les questions sont présentes dans l'annexe 3.A2 des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre.

RTE propose de faire évoluer notamment les parties 2 et 3 du questionnaire client pour répondre à deux objectifs :

- Optimiser la charge opérationnelle associée (1) au temps de complétude par le demandeur et (2) au traitement des réponses par le service opérationnel de RTE.
- Améliorer la connaissance clients de RTE dans son rôle de sécurisation financière du mécanisme RE.

RE8.2. Proposition de RTE

Les évolutions proposées concernent notamment la partie 2 « Finance & Juridique » avec l'ajout de quelques éléments financiers présents dans le rapport annuel du demandeur.

Certaines informations ont été retirées du questionnaire dans différentes parties, et particulièrement dans la partie 3 portant sur les activités de l'entreprise, dans le but de simplifier la saisie du demandeur. Des amendements rédactionnels mineurs permettront également de clarifier certaines questions posées.

RE9. Suppression du plafond du montant de garantie financière pour les RE déclaratifs

RE9.1. Contexte

La sécurisation financière du mécanisme RE repose sur le calcul de l'encours RE et les garanties financières. Un RE ne disposant que d'éléments déclaratifs dans son périmètre d'équilibre est soumis au processus de suspension de son AP-RE, décrit dans l'article 3.D.2 des règles. Si le montant de son encours RE est supérieur au montant de sa garantie financière augmentée de 250 k€, RTE peut suspendre sans délai l'AP-RE. Or, dans le cadre d'un dépassement d'encours autorisé, le montant de la garantie financière exigible par RTE ne peut dépasser un montant égal à 30 M€.

RE9.2. Proposition de RTE

RTE propose de lever le plafond de garantie financière pour les RE ne disposant que d'éléments déclaratifs dans leur périmètre, en introduisant une distinction dans l'article 3.O.5 portant sur l'encours autorisé. Cette évolution a pour but de permettre aux RE ne disposant que d'éléments déclaratifs dans leur périmètre de pouvoir augmenter leur niveau d'encours RE autorisé, en fournissant une garantie financière adaptée.

RE10. Autres évolutions

RE10.1. Correction d'une coquille dans un paragraphe de l'article 3.L.1

RE10.1.1. Contexte

Ce paragraphe de l'article 3.L.1 a été intégré dans la version applicable au 1er avril 2022 des chapitres A-D de la section 2 des règles MA-RE. Il précise la façon dont sont élaborées les chroniques au pas de règlement des écarts des quantités injectées et soutirées dans le périmètre RPT et/ou RPD à compter de la date RE_{15}.

Dans la rédaction initiale de ce paragraphe, une coquille s'est glissée dans la formule qui permettra le décompte de ces quantités à compter de la date RE_{15}.

RE10.1.2. Proposition de RTE

RTE propose d'amender la formulation pour la mettre en cohérence avec les quantités injectées et soutirées dans le périmètre RPT et/ou RPD qui seront implémentées dans le système d'information de RTE à compter de la date RE_{15}.

Il s'agit bien de faire une somme de trois points en puissance moyenne divisée par 12.

Cette formulation sera en cohérence avec celle proposée pour la période transitoire entre la date RE_{16} et la date RE_{15}.

RE10.2. Précision sur la prise en compte des offres d'ajustement standard de RR dont l'ordre a été bloqué

RE10.2.1. Contexte

La rémunération des offres standard de RR dont l'ordre d'ajustement a été bloqué par RTE a été ajoutée dans les règles MA-RE v9.2. Cette rémunération est prise en compte dans le compte ajustement écart mais cela n'est pas précisé aux articles 3.Q.6.1 et 3.Q.6.2.

RE10.2.2. Proposition de RTE

RTE propose de clarifier la rédaction en mentionnant explicitement la prise en compte du coût de ces offres aux articles 3.Q.6.1 et 3.Q.6.2.

RE10.3. Amendement de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités

RE10.3.1. Contexte

La rédaction actuelle de l'annexe 3.A.11 ne permet pas de traiter les cas où le montant du dépôt de liquidités du responsable d'équilibre n'est pas réévalué. En l'occurrence, lorsque le montant du dépôt de liquidités n'est pas réévalué, il n'y a pas de versement sur le compte du RE ni sur celui de RTE le cas échéant.

RE10.3.2. Proposition de RTE

RTE propose de clarifier la rédaction de cet avenant en précisant que dans le cas où le montant du dépôt de liquidités n'est pas réévalué, la date du contrat est prorogée d'une durée d'1 an à compter de la signature du présent avenant.

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

Chapitre 4 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AUX SERVICES SYSTEME FREQUENCE

SY1. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR LE PROJET DE REGLES DE MARCHE HARMONISEES 88

SY2. INTEGRATION DU PASSAGE A L'ISP15 DANS LES REGLES SSYF 88

SY2.1. Contexte 88

SY2.2. Besoins d'évolution 88

SY2.3. Proposition de RTE 89

SY3. PROCESSUS D'EVOLUTION DES ENTITES DE RESERVES (EDR) 91

SY3.1. Contexte 91

SY3.2. Proposition de RTE 92
SY3.2.1. Fréquence de mise à jour des périmètres 92
SY3.2.2. Processus d'échange entre RTE et les GRD 92

SY4. CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE SECONDAIRE PAR L'APPEL D'OFFRES JOURNALIER NATIONAL 92

SY5. REFONTE DE L'OUTIL DE CALCUL DES OBLIGATIONS DE RESERVES 94

SY5.1. Contexte 94

SY5.2. Proposition de RTE 94
SY5.2.1. Clarification du calcul de l'obligation de réserve au pas demi-horaire 94
SY5.2.2. Modernisation des flux de données 94
SY5.2.3. Ajout des modes dégradés 94
SY5.2.4. Ouverture des inaptitudes temporaires aux responsables de réserves avec plus de 5 EDR 95

SY6. REFONTE DE L'OUTIL DE CALCUL DE LA REMUNERATION, DES INDEMNITES ET DES ABATTEMENTS 95

SY6.1. Contexte 95

SY6.2. Besoins d'évolution 96

SY6.3. Proposition de RTE 96
SY6.3.1. Clarification du calcul de l'indemnité liée à un déficit de services système en raison d'un ajustement sur le mécanisme d'ajustement 96
SY6.3.2. Clarification du calcul des abattements et remplacement des pénalités à partir de la date SY_5 : 97
SY6.3.3. Suppression de la réduction d'indemnité 98
SY6.3.4. Décorrélation des dates pivots d'évolution des formules d'indemnités et d'abattements pour la réserve primaire et secondaire 98
SY6.3.5. Evolution du processus de facturation 98
SY6.3.6. Mise à jour des modèles de fiches concernant les défaillances de réglage et les indisponibilités supérieures à 60 jours 100

SY7. SORTIE DE L'EXPERIMENTATION RELATIVE A L'UTILISATION DE SOUS-MESURES, REBAPTISEES SOUS-TELEMESURES 100

SY7.1. Contexte 101

SY7.2. Besoin d'évolution 101

SY7.3. Propositions de RTE 101

SY8. EVOLUTION DES MODALITES DE CERTIFICATION DES EDR DIFFUSES 102

SY8.1. Contexte 102

SY8.2. Besoin d'évolution 102

SY8.3. Proposition de RTE 102

SY9. PARTICIPATION DES SITES SOUMIS A LIMITATION AUX SERVICES SYSTEME 104

SY9.1. Contexte 104

SY9.2. Proposition de RTE 104

SY10. EVOLUTION DE L'ANNEXE 4 105

SY10.1. Contexte 105

SY10.2. Proposition de RTE 105

SY11. EVOLUTIONS DE L'ANNEXE 12 106

SY11.1. Contexte 106

SY11.2. Proposition de RTE 106

SY11.2.1. Mise à jour des simulations et conditions sur les essais 106
SY11.2.2. Intégration d'un attestation sur la représentativité des essais 106
SY11.2.3. Modification des exigences sur les capteurs de mesure pour les EDR diffuses 106
SY11.2.4. Description de la gestion entre MA et SSYf pour les EDR mixtes 107
SY11.2.5. Modification du critère de tenue de 15min de FCR en cas d'État d'Alerte ou d'État d'Urgence 107
SY11.2.6. Modification du critère d'entrée et de sortie du mode réserve 110
SY11.2.7. Autres évolutions 110

SY12. AUTRES EVOLUTIONS 111

SY12.1. Correction du renvoi vers le bilan de réserve utilisé dans le calcul des abattements 111

SY12.2. Evolution de la condition de participation effective avec la nouvelle convention d'exploitation 111

SY12.3. Evolutions de l'annexe 13 112

SY12.4. Evolutions de la trame de certification au réglage secondaire de fréquence « agrégats / stockage » 112

SY1. Prise en compte de la consultation sur le projet de règles de marché harmonisées

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant le chapitre 4 relatif aux services système fréquence ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe 2.A6. Leur prise en compte est identifiée par des marques de révision surlignées en gris dans le projet de texte mis en consultation.

SY2. Intégration du passage à l'ISP15 dans les règles SSYf

SY2.1. Contexte

En application du règlement européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » et de la dérogation accordée par la CRE dans sa délibération n°2018-229 du 14 novembre 2018, le pas de règlement des écarts (ou ISP) doit passer à 15 minutes en France au plus tard le 1er janvier 2025.

Compte tenu du rôle central du dispositif RE dans l'organisation du système électrique et de l'ampleur des impacts pour l'ensemble des acteurs, une concertation relative à cette évolution est conjointement menée par RTE et Enedis depuis 2019. Les impacts touchent l'ensemble des mécanismes de marché (responsable d'équilibre, services systèmes, mécanisme d'ajustement, programmation, NEBEF, mécanisme de capacité, etc.) et peuvent être retrouvés dans une page dédiée sur le site internet de RTE.

Les impacts sur les règles services systèmes et la stratégie de bascule ont été concertés de 2022 à 2023 pour être intégrés dans les règles services système fréquence v1 harmonisées.

SY2.2. Besoins d'évolution

RTE a identifié les différentes parties des règles SSYf impactées par le passage du pas de règlement des écarts à 15 min. Le tableau suivant présente les modalités actuelles qui nécessitent une évolution :

Partie	Sujet	Modalités actuelles
4.H	**AO capacités**	• Publications sur portail services et la plateforme Transparency des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE au pas 30 min
4.H	**Prescription**	• Fichier PAP au pas 30 minutes • Pas de description dans les règles sur comment est calculée la prescription si le programme d'appel n'est pas constant sur 30 minutes
4.H	**Notification d'échange de réserve**	• Maille des NER de 30 minutes • Calcul du bilan journalier d'échanges au pas 30 minutes • Calcul de l'encours relatif aux NER au pas 30 minutes
4.I	**Programmation**	• Renvoi aux règles relatives au dispositif de programmation pour la programmation des services système qui permettent une programmation au pas 5', 15', 30'

4.L	**Bilans de réserve**	• Calcul des bilans de réserve à la maille 30 minutes • Pour le calcul du bilan au PA, la méthode de prise en compte de programmes à une granularité inférieure à 30 minutes n'est pas spécifiée
4.M	**Rémunération des capacités de réglage**	• Calcul de la rémunération des capacités de réglage au pas 30 minutes • Définition du PFC en €/MW/30 minutes
4.M	**Calcul des énergies de réglage**	• Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du pas demi-horaire • Calcul des énergies de réglage totales au pas 30 minutes
4.M	**Valorisation des énergies de réglage**	• Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes
4.M	**Indemnités**	• Calcul des indemnités (au PA et au PM) au pas 30 minutes en cohérence avec le pas de calcul de bilans de réserve
4.M	**Abattements**	• Calcul du volume abattu au pas 30 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 30 minutes • Calcul de la valeur de l'abattement au pas 30 minutes
4.M	**Pénalités**	• Calcul des pénalités au pas 30 minutes basées sur les programmes d'appel au pas 30 minutes
4.M	**Correction des périmètre RE**	• En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 10 min (règles RE) • Si applicable, correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 30 minutes
0.FT1	**Versement fournisseur**	• Calcul du versement fournisseur au pas 30 minutes à partir des énergies de réglage calculées au pas 30 minutes • Suivi du bilan financier à partir des énergies au pas 30 minutes

Afin d'avoir une bascule progressive et en cohérence avec les autres mécanismes, une stratégie a été établie au cours de la concertation.

SY2.3. Proposition de RTE

Les propositions d'évolutions par rapport à chaque modalité sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Sujet	Modalités actuelles	Évolutions proposées
AO capacités	• Publications sur portail services et la plateforme Transparency des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE au pas 30 min	• Adaptation des publications sur portail services et Transparency : publication des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE **au pas 15 minutes** • **Maintien** de la publication des résultats des AO sur **Regelleistung et RACOON au pas 4h et 1h**
Prescription	• Fichier PAP au pas 30 minutes • Pas de description dans les règles sur comment est calculée la prescription si le programme d'appel n'est pas constant sur 30 minutes	• Maintien de la prescription **au pas 30 minutes** • Calcul de la répartition de la prescription à partir de la **moyenne** des programmes d'appel en P0 **sur le pas 30 minutes** concerné

Notification d'échange de réserve	• Maille des NER de 30 minutes • Calcul du bilan journalier d'échanges au pas 30 minutes • Calcul de l'encours relatif aux NER au pas 30 minutes	• Passage de la granularité des NER à **15 minutes** • Adaptation du calcul du bilan journalier d'échanges au **pas 15 minutes** • Réinterrogation du processus de suivi d'encours relatif aux échanges de réserve **au pas 15 minutes**
Programmation	• Renvoi aux règles relatives au dispositif de programmation pour la programmation des services système qui permettent une programmation au pas 5', 15', 30'	• Maintien du renvoi aux règles relatives au dispositif de programmation : passage du pas de programmation, y compris sur la partie services système du quintuplet, à **5' ou 15'** • **Obligation d'avoir un programme d'appel en SSYf constant sur 15 min**
Bilans de réserve	• Calcul des bilans de réserve à la maille 30 minutes • Pour le calcul du bilan au PA, la méthode de prise en compte de programmes à une granularité inférieure à 30 minutes n'est pas spécifiée	• Passage du calcul des bilans au **pas 15 minutes** • Clarification sur la prise en compte des programmes d'appel et de marche qui peuvent avoir une granularité inférieure à 15 minutes : on considère, **sur le pas 15 minutes, la valeur moyenne du programme**
Rémunération des capacités de réglage	• Calcul de la rémunération des capacités de réglage au pas 30 minutes • Définition du PFC en €/MW/30 minutes	• Calcul de la rémunération des capacités **au pas 15 min** • Passage de la définition du PFC en **€/MW/15 min** (division par 2 par rapport au PFC en €/MW/30min)
Calcul des énergies de réglage	• Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du Pas Demi-Horaire • Calcul des énergies de réglage totales au pas 30 minutes	• Maintien du calcul de l'énergie maille EDR et site au pas 5 minutes • Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du **pas 15 minutes** • Calcul des énergies de réglage totales **au pas 15 minutes**
Valorisation des énergies de réglage	• Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	• Calcul de la valorisation de l'énergie de réglage a**u pas 15 minutes**
Indemnités	• Calcul des indemnités (au PA et au PM) au pas 30 minutes en cohérence avec le pas de calcul de bilans de réserve	• Passage du calcul des indemnités **au pas 15 minutes** en cohérence avec le pas de calcul des bilans de réserve
Abattements	• Calcul du volume abattu au pas 30 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 30 minutes • Calcul de la valeur de l'abattement au pas 30 minutes	• Calcul du volume abattu **au pas 15 minutes** basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 15minutes • Calcul de la valeur de l'abattement **au pas 15 minutes**

Pénalités	• Calcul des pénalités au pas 30 minutes basées sur les programmes d'appel au pas 30 minutes	• Calcul des pénalités **au pas 15 minutes** basées sur la formule d'abattement post SY_4
Correction des périmètres RE	• En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 10 min (règles RE) • Si applicable, correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	• En cas de modèle corrigé, correction de la courbe de charge **au pas 15 min** (règles RE, date pivot RE_{15}) • Si applicable correction des périmètres RE de l'énergie de réglage **au pas 15 minutes** (règles RE, date pivot RE_{15})
Versement fournisseur	• Calcul du versement fournisseur au pas 30 minutes à partir des énergies de réglage calculées au pas 30 minutes • Suivi du bilan financier à partir des énergies au pas 30 minutes	• Passage du calcul du versement au **pas 15 minutes** en cohérence avec l'évolution du pas de calcul des énergies de réglage • Réinterrogation du processus de suivi du bilan financier **au pas 15 minutes** (chantier transmécanismes)

La bascule des différents processus a été découpée en plusieurs dates pivots. Concernant les services systèmes, 4 dates ont été établies :

Processus SSYf ou transverse	Processus autres règles	Date cible	Date pivot
Publications SSYf (énergies et capacités de réglage à l'ISP)	Ecarts RE, PA/PA agrégés filière, indicateurs équilibrage, PME pour RR-RC	1er janvier 2025	SY_{15} (anciennement date C)
Versement fournisseur	Back office MA-NEBEF	1er juillet 2024	SY_{20} (anciennement date D)
NER		Décembre 2024	SY_{22} (anciennement date A)
Back-office SSYf (valorisations, indemnités, défaillances de réglage)		1er janvier 2025	SY_{23} (anciennement date B)

Ces dates pivots sont introduites dans la version v1 des règles services système fréquence harmonisées.

SY3. Processus d'évolution des entités de réserves (EDR)

SY3.1. Contexte

Dans le cadre de la mise en place des EDR mixte, il est apparu nécessaire de modifier la fréquence de mise à jour des périmètres de réserve.

Un périmètre de réserve est composée d'une ou plusieurs EDR, et ces EDR peuvent être créées n'importe quel jour du mois.

Les règles MA-RE précisent que les changements de périmètre de programmation prennent effet le 1er du mois. Les EDA et les EDE ne changent également qu'un 1er du mois.

Pour la mise en œuvre des EDR mixtes, RTE doit avoir un référentiel cohérent entre les différents mécanismes. Un changement en cours de mois sur une EDR peut avoir des impacts sur le MA ou sur NEBEF.

RTE doit donc restreindre la fréquence de mise à jour de la composition en sites des EDR.

SY3.2. Proposition de RTE

SY3.2.1. Fréquence de mise à jour des périmètres

Composition de l'EDR en sites	Délai de prise en compte de la création (initialisation EDR)	Création	Délai de prise en compte de l'évolution du périmètre de l'EDR	Evolution
Tous les sites sont RPT et ne font que des SSYf	5 JO	N'importe quel jour du mois	5 JO avant la fin du mois	**1er jour du mois M+1**
Tous les sites sont RPT et au moins un site fait des SSYf et du MA	5 JO	N'importe quel jour du mois	5 JO avant la fin du mois	1er jour du mois M+1
Au moins un site est RPD, et tous les sites RPD font seulement des SSYf	**10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD**	**N'importe quel jour du mois M+1**	**10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD**	1er jour du mois M+1
Au moins un site RPD qui fait des SSYf et MA et/ou NEBEF	10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD	1er jour du mois M+1	10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD	1er jour du mois M+1

A noter : Les mises à jour de volume certifié et FAT sans impact sur la composition en sites de l'EDR pourront être faits n'importe quel jour du mois.

SY3.2.2. Processus d'échange entre RTE et les GRD

Afin de simplifier et mettre en cohérence le processus de transmission des périmètres par les GRD à RTE, RTE propose de simplifier ce processus et de ne prendre en compte que le fichier de périmètre envoyé à la fin du mois, à l'image des processus de gestion de périmètres d'ajustement et d'effacement.

SY4. Contractualisation de la réserve secondaire par l'appel d'offres journalier national

Dans les règles SSYf v7, RTE a préparé la mise en place de la contractualisation de la réserve secondaire par appel d'offres journalier national. Son design a été le résultat de la concertation et de la consultation menées tout au long des années 2019 et 2020. La contractualisation des capacités aFRR par appel d'offres sur une base court terme émane de l'article 32.2 du règlement EBGL et est renforcé par le règlement Electricité qui prévoit que la contractualisation de capacité d'équilibrage (comprenant les réserves secondaire, rapide et complémentaire) devra avoir lieu au plus tard un jour avant la période d'engagement et que cette période d'engagement ne devra pas être supérieure à un jour.

Cette contractualisation journalière ne doit toutefois pas obligatoirement porter sur 100% du besoin en réserve du GRT. Ainsi, le règlement Electricité (article 6) oblige :

- A contractualiser sur une base journalière (J-1 pour J) au moins 30% de l'ensemble des capacités d'équilibrage, qui comprennent donc la réserve secondaire (aFRR), la réserve rapide (capacité de mFRR) et la réserve complémentaire (capacité de Replacement Reserve) ;
- Parmi l'ensemble des produits standard de capacité contractualisés, à contractualiser 40% de ces produits sur une base journalière. Les produits standards de capacité ont été définis dans la méthodologie Standard Balancing Capacity, en application de l'article 25 du règlement EBGL, validée par l'ACER en Juin 2020.

La mise en œuvre de l'appel d'offres a été effective du 3 au 23 novembre 2021, date à laquelle il a été suspendu à la demande de la CRE pour revenir temporairement au système régulé antérieur, c'est-à-dire à une prescription régulée des producteurs disposant de capacités constructives de réglage.

Dans sa délibération du 30 juin 2022, la CRE identifie plusieurs axes à mettre en œuvre pour améliorer le fonctionnement de l'appel d'offres dont un porte sur la méthode de fixation des prix de clearing de l'algorithme de sélection des offres. Du second semestre 2022 au premier semestre 2023, les analyses menées par la CRE et RTE ont conduit à présenter deux options[5] d'évolution aux acteurs et une partie d'entre eux, préalablement au début de la présente consultation ont eu un entretien avec la CRE. Il ressort des entretiens les constats suivants :

- dans l'hypothèse d'une reprise de l'AO à la mi-2024 il semble attendu qu'une majorité des offres remises seront symétriques, maintenant intacte la nécessité d'un traitement des surcoûts de contractualisation par l'une ou l'autre des options proposées ;les acteurs asymétriques assurent être capables de déterminer un prix d'offre si l'algorithme les y contraint, mais alertent sur le caractère hypothétique de la diminution des surcoûts pouvant être attendue via le post-processing dans un tel cas ;
- une majorité d'acteurs assure pouvoir s'accommoder d'un rapport normatif entre prix hausse et prix baisse pour les offres symétriques ; une majorité d'acteurs alerte sur le manque de lisibilité et de transparence du signal prix qu'induit l'option du post-processing, et sur les effets négatifs que cela pourrait induire : difficulté à comprendre le marché, mauvais signal à l'investissement, frein à l'entrée pour les nouveaux acteurs, risque contractuel.

La CRE a retenu l'option consistant à maintenir l'algorithme utilisé en novembre 2021, assorti de la condition de fixation d'un rapport normatif entre prix hausse et prix baisse. Le rapport normatif proposé et pour lequel les acteurs sont amenés à se prononcer lors de la consultation, est un rapport de 1 entre le prix hausse et le prix baisse, ou dit autrement le prix hausse est égal au prix baisse lorsqu'il s'agit d'une offre symétrique[6]. Si le rapport normatif n'est pas respecté par une offre symétrique, alors celle-ci ne pourra pas être acceptée. Les autres dispositions relatives à la mise en place de l'appel d'offres journalier et décrites dans les règles demeurent identiques.

[5] Les deux options d'évolution de l'algorithme:
- l'ajout d'un post-processing à l'algorithme actuel de fixation des prix, chercher des prix à la hausse et à la baisse qui minimisent, par jour de livraison, le coût total de contractualisation, tout en s'assurant que les offres liées retenues (offres symétriques et blocs horaires) sont suffisamment rémunérées en moyennebet que les offres divisibles, asymétriques et non liées retenues bénéficient toutes d'un prix supérieur ou égal à leur offre.
- le maintien de l'algorithme actuel mais en imposant le respect d'un rapport normatif entre Prix hausse et Prix baisse pour les offres symétriques.

[6] D'autres rapports normatifs pourraient cependant être envisagés si les acteurs les jugent plus pertinents.

La CRE considère essentiel d'assortir cette option d'une perspective de dissymétrisation des offres par les acteurs, laquelle sera postérieure à la date de réouverture de l'appel d'offres aFRR.

SY5. Refonte de l'outil de calcul des obligations de réserves

SY5.1. Contexte

La contractualisation par obligations est utilisée comme mode secours de l'appel d'offres FCR et pour la contractualisation de la réserve secondaire en attendant la réouverture de l'appel d'offres.

L'application SI permettant le calcul et l'envoi des obligations de réserves a été remplacée par un nouveau module dans l'application RACOON depuis le 17 avril 2023. Cela a permis d'automatiser le processus et de moderniser les flux de données.

L'article des règles doit être mis à jour conformément à la nouvelle version du guide d'implémentation RACOON en vigueur.

SY5.2. Proposition de RTE

SY5.2.1. Clarification du calcul de l'obligation de réserve au pas demi-horaire

L'obligation de réserve est calculée au pas demi horaire en répartissant le volume total de réserve dont a besoin RTE entre les différents responsables de réserve concernés, au prorata de la production que ces derniers prévoient de réaliser à partir des groupes de production ou sites d'injection associés à une ou plusieurs unités de production synchrone disposant de capacité constructive certifiée. Les ENR et le stockage ne sont pas soumis aux obligations de réserves et le calcul restera au pas demi horaire après le passage à l'ISP15.

La production prévisionnelle est calculée en sommant les chroniques prévisionnelles de puissance active des programmes d'appel des EDP concernées. Lorsque la résolution d'une chronique de puissance active est inférieure à 30 minutes, RTE calcule la valeur moyenne des chroniques de puissance transmises pour le pas demi-horaire concerné.

Pour chaque responsable de réserve, l'obligation de réserve ne peut pas dépasser la somme des capacités marché certifiées de son périmètre de réserve mais peut être supérieure à la somme des capacités constructives.

SY5.2.2. Modernisation des flux de données

Les chroniques de puissance des EDP sont récupérées à partir des programmes d'appel déclarés dans l'application TOPASE à 12h30 et 16h30, il n'est donc plus nécessaire d'envoyer les chroniques via les fichiers PAP.

La déclaration des inaptitudes temporaires peut néanmoins toujours s'effectuer via l'envoi des fichiers PAP ou bien par API.

Enfin, les résultats sont toujours envoyés au format .csv par email et ils sont également mis à disposition par API.

Les détails techniques sont décrits dans le guide d'implémentation de RACOON.

SY5.2.3. Ajout des modes dégradés

Pour les obligations de réserves indicatives, en cas d'indisponibilité fortuite du SI lors du calcul automatique de 13h, avant 13h30 :

- Lorsqu'elles ne sont pas nulles, RTE transmet les chroniques de valeurs des obligations de réserves définitives de la veille (applicable pour la réserve secondiare ou la réserve primaire lorsque l'AO FCR n'a pas fonctionné la veille) ;
- Dans le cas contraire, RTE répartit le besoin de réserve au prorata des valeurs de capacités constructives certifiées des EDR aptes à fournir la réserve, indépendamment de la production qu'ils prévoient d'injecter et sans prise en compte des inaptitudes temporaires (applicable pour la réserve primaire lorsque l'AO FCR a correctement fonctionné la veille). Ses valeurs sont mises à jour chaque année en fonction du besoin de RTE et transmises aux responsables de réserves en décembre N-1 pour l'année N.

Pour les obligations de réserves définitives :

- En cas de retard de publication des résultats des NEMOs au-delà de 17h, RTE décale le calcul jusqu'à au plus tard 18h30 ;
- En cas d'indisponibilité fortuite du SI, RTE transmet les chroniques de valeurs des obligations de réserves indicatives calculées pour le jour J ;
- Dans le cas où RTE enverrait plusieurs versions de ces obligations de réserve définitives, c'est la dernière version envoyée avant 18h30 qui doit être prise en compte.

SY5.2.4. Ouverture des inaptitudes temporaires aux responsables de réserves avec plus de 5 EDR

La déclaration d'inaptitudes temporaires est aujourd'hui réservée aux responsables de réserves disposant de moins de 5 EDR ou bien aux EDR de type hydraulique au fil de l'eau en période de crue.

Or, tous les groupes de production peuvent avoir des contraintes techniques les empêchant de pouvoir fournir des SSYf, par exemple lorsque l'unité tourne à une puissance inférieure à Pmin. Dans une telle situation, les responsables de réserves disposant de plus de 5 EDR sont incités à respecter leur obligation via d'autres EDR de leur périmètre ou via un échange de réserve. Cependant, RTE constate que cela ne fonctionne pas, le marché secondaire n'étant pas assez liquide et l'indemnité au programme d'appel pas assez incitative.

RTE propose donc d'ouvrir la déclaration d'inaptitudes temporaires à tous les responsables de réserves afin de ne pas devoir reconstituer les SSYf en temps réel engendrant une charge opérationnelle et des surcoûts. RTE rappelle que cette déclaration devra toujours s'accompagner d'une justification.

SY6. Refonte de l'outil de calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements

SY6.1. Contexte

L'application SI RECIF permet aujourd'hui de valoriser les capacités et les énergies pour les responsables de réserve sur les mécanismes de réserves primaire et secondaire.

Cette application est ancienne, et son évolutivité est aujourd'hui très réduite du fait de son obsolescence et de ses problèmes de performance. RECIF traite avec difficulté un gros volume de données au pas 30 minutes et sera dans l'incapacité de les traiter au pas 15 minutes. Afin d'apporter les évolutions demandées par le projet ISP15, l'application RECIF sera refondue dans l'application BOSS qui calcule actuellement les énergies de réglage primaire et secondaire.

La refonte de l'outil SI permet de réaliser les points suivant :

- Une remise à plat de l'ensemble des fonctionnalités actuelles.
- La modernisation de l'ensemble des flux entrants et sortants afin de les rendre plus rapides, et d'adopter les dernières technologies (API, KAFKA).
- La création des écrans IHM qui permettront de contrôler les données de valorisation calculées, et de traiter les contestations des acteurs.
- L'intégration des fiches de notification des défaillances

SY6.2. Besoins d'évolution

La refonte de l'outil RECIF modifie les processus actuels de facturation, de calcul des indemnités et d'abattements ainsi que les interactions entre RTE et les responsables de réserves.

Les modifications apportées aux règles services système fréquence ont été concertées entre septembre 2022 et juillet 2023.

SY6.3. Proposition de RTE

Les graphiques et exemples chiffrés ont été retirés des règles afin d'harmoniser le contenu avec les autres chapitres.

SY6.3.1. Clarification du calcul de l'indemnité liée à un déficit de services système en raison d'un ajustement sur le mécanisme d'ajustement

Les règles SSYf actuelles définissent deux bilans de réserves :

- Le bilan calculé à partir du PA ;
- Le bilan calculé à partir du programme de marche des EDP constitutives de l'EDR, excepté celles concernées par un ajustement pour motif de reconstitution des SSYf pour lesquelles on utilise le programme d'appel.

Or, le titre de ce dernier est « Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche », ce qui n'est donc pas correct et crée de la confusion avec le bilan utilisé pour les abattements, calculé sur le programme de marche en totalité.

RTE propose de renommer le bilan utilisé pour le calcul des indemnités suite à un déficit de services système par « Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités ».

RTE précise par ailleurs que le programme de marche prend en compte aussi bien les ajustements spécifques que les ajustements standard réalisés sur le mécanisme d'ajustement. Ainsi, si l'acteur ne respecte pas l'interdiction de dégrader les services système suite à un ajustement standard, il est susceptible de payer l'indemnité liée à un déficit de services système.

SY6.3.2. Clarification du calcul des abattements et remplacement des pénalités à partir de la date SY_5 :

Le calcul des abattements a été détaillé pour clarifier la méthode de calcul. La notion de bilan de réserve avec défaillance a été introduite dans un article dédié. Cet article a été ajouté dans l'article relatif au contrôle de performance afin de relier au mieux les différentes notions.

Le nouvel article a été structuré en trois parties :

- La définition de la part de réglage indisponible pour une entité de réserve : cette partie explicite la part de réglagle indisponible quand plusieurs performances sont en écart pour un même type de réglage.
- La détermination de la contribution défaillance : cette partie définit le calcul de la contribution défaillante avant et après la date SY_5.
- Le calcul du bilan de réserve avec défaillance : cette partie reprend la définition présente dans les règles SSYf en la clarifiant par une formule.

La deuxième partie sur la contribution défaillante permet de clarifier que la majoration s'appliquant à partir de la date SY_5 s'effectue au niveau de l'EDR et non au niveau de l'abattement. La majoration de la contribution défaillante dépend de la date de défaillance de réglage de l'EDR, qui correspond à la date la plus ancienne de début d'une défaillance encore active de l'EDR lors du calcul. Les seuils établis entre cette date et la date de calcul sont de 1 ans, 3 ans et 5 ans. Ainsi, à partir de la date SY_5, la notion de pénalité n'a plus lieu d'être car le calcul de l'abattement prendra en compte la majoration de la contribution défaillante par EDR.

RTE propose de notifier la date SY_5 au 1er janvier 2025 et de réinitialiser toutes les dates de début de défaillance au 1er janvier 2025.

Pour illustrer la démarche de calcul, des exemples de calculs de contribution défaillante sont proposés ci-dessous.

Considérons une EDR composée de 3 EDP, défaillante à 25% sur le réglage primaire à la hausse. La défaillance a débutée le 10 janvier 2025. La contribution défaillante est calculée pour le pas 00 : 00 – 00 : 15 du jour J.

Les réserves au programme de marche des EDP, sur le pas 15 minutes considéré, sont respectivement (chroniques au pas 5 minutes) :

- EDP n°1 : 10 ; 10 ; 15 (MW)
- EDP n°2 : 12 ; 12 ; 12 (MW)
- EDP n°3 : 5 ; 8 ; 6 (MW)

Le programme de marche de l'EDR est alors (27 MW ; 30 MW; 33 MW)

Cas n°1 : calcul au jour J < 10 janvier 2026 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 25\% = 30 * 0{,}25 = 7{,}5\ MW$$

Cas n° 2 : calcul au jour J compris entre le 11 janvier 2026 et le 10 janvier 2028 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 100\% = 30 * 1 = 30\ MW$$

Cas n° 3 : calcul au jour J compris entre le 11 janvier 2028 et le 10 janvier 2030 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 300\% = 30 * 3 = 90\ MW$$

Cas n° 4 : calcul au jour J > 11 janvier 2030 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 500\% = 30 * 5 = 150\ MW$$

Si la contribution défaillante de cette EDR induit un bilan de réserve avec défaillance négatif au niveau du périmètre de réserve, alors un abattement s'appliquera.

SY6.3.3. Suppression de la réduction d'indemnité

Comme présenté lors du GT SSYf du 12 mai 2022, RTE considère le mécanisme de réduction d'indemnité obsolète pour les raisons suivantes :

- Ses cas d'application vont tendre à disparaitre avec le passage en contractualisation par appel d'offres pour la réserve primaire et la réserve secnodaire ;
- Il n'est quasiment pas utilisé ;
- Il renvoie la mauvaise incitation car il peut inciter les acteurs à ne pas déclarer un fortuit avant 16h30 et le critère de HLAR n'est pas adapté au cas du jour similaire où les résultats sont définis à 9h en J-1 et ne se basent pas sur les programmes prévisionnels envoyés en J-1 ;
- Le fonctionnement opérationnel est lourd avec l'envoi d'un fichier d'indisponibilités du RR vers RTE et deux calculs d'indemnités (avant et après intégration du fichier indispo) ;
- Le fichier d'indisponibilités est difficilement contrôlable par RTE, vérifier chaque cas serait très chronophage.

RTE propose donc de supprimer la mécanisme de réduction d'indemnités et de ne conserver que le mécanisme de suspension.

SY6.3.4. Décorrélation des dates pivots d'évolution des formules d'indemnités et d'abattements pour la réserve primaire et secondaire

Afin de ne pas retarder la mise en cohérence des formules d'indemnités et d'abattements pour la réserve primaire, il est proposé de mettre en œuvre les nouvelles formules pour la réserve primaire à l'entrée en vigueur des prochaines règles et de remplacer les dates pivots SY_3 et SY_4 par la date pivot SY_2 pour la réserve secondaire.

SY6.3.5. Evolution du processus de facturation

Le processus d'échange des données pour la facturation a été mis à jour avec le développement du nouvel outil de calcul back-office SSYf. A partir de la date de bascule SY_{23}, les fichiers mensuels et trimestriels ne seront plus envoyés par messagerie électronique aux responsables de réserves. Deux API ont été développées pour transmettre les fichiers (une pour les relevés mensuels, une pour les relevés trimestriels) et ils seront aussi téléchargeables en format csv sur le portail services de RTE.

Les relevés mensuels sont les suivants :

- Fichier ou ressource API de participation : données suivantes au pas 5 minutes pour les EDP constituant les EDR du responsable de réserve

- PM hausse et baisse en MW
- PAJ hausse et baisse en MW
- PAJHF hausse et baisse en MW

- Fichier ou ressource API de valorisation : données suivantes au pas 15 minutes pour le responsable de réserve
  - Engagement de FCR en MW, prix capacité de FCR en €/MW, mode de contractualisation FCR (AO / obligation)
  - Rémunération capacité FCR en €
  - Energie FCR hausse et baisse en MWh
  - Rémunération énergie FCR hausse et baisse en €
  - Engagement aFRR hausse et baisse en MW, prix aFRR hausse et baisse en €/MW, mode de contractualisation aFRR : AO / jour similaire / Obligation
  - Rémunération capacité aFRR hausse et baisse en €
  - Energie aFRR hausse et baisse en MWh
  - Rémunération énergie aFRR hausse et baisse en €
  - NER total hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
  - Somme des PAJ, PAJHF, PM et PM retraités pour indemnité hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
  - Bilans au PAJHF, PAJ, PM, pour indemnité PM hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
  - IEPH, IEPB, indemnité au PA totale en €, pour la FCR et l'aFRR
  - Volumes V à la hausse et à la baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
  - Indemnités au PM à la hausse et à la baisse en €, pour la FCR et l'aFRR
- Fichier ou ressource API de facturation : données par mois et par type de réserve pour le responsable de réserve
  - Somme des rémunérations de capacité RP, RS hausse et baisse en €
  - Somme des rémunérations d'énergie RP et RS, hausse et baisse en €
  - Total des rémunérations en €
  - Somme des indemnités au PA RP et RS en €
  - Somme des indemnités au PM RP et RS, hausse et baisse en €

Les relevés trimestriels sont les suivants :

- Fichier ou ressource API de défaillance EDR : données de suivantes au pas 15 minutes par journée et type de réserve pour toutes les EDR du responsable de réserve
  - PM hausse et baisse en MW
  - Défaillances hausse et baisse en MW

- Versions des fiches d'écart concernées

- Fichier ou ressource API de défaillance acteur : données suivantes du responsable de réserve pour un trimestre
  - Listes des fiches d'écart avec leurs information (version, code EDR, réglage concerné, code écart, ...)
- Fichier ou ressource API des abattements : données suivantes par pas 15 minutes, par journée et par type de réserve du responsable de réserve pour un trimestre
  - Engagement de capacité FCR en MW, prix de capacité en €/MW et mode de contractualisation : AO / obligation
  - Rémunération de capacité FCR en €
  - Engagement de capacité hausse et baisse en MW, prix de capacité hausse et baisse en €/MW et mode de contractualisation : AO / jour similaire / obligation
  - Rémunération de capacité hausse et baisse en €
  - NER total FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Somme des PM FCR et aFRR (moyenne sur 15 min) hausse et baisse en MW
  - Somme des défaillances FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Somme des PM abattus FCR et aFRR (moyenne sur 15 min) hausse et baisse en MW
  - Bilan de réserve au PM sans défaillance FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Bilan de réserve au PM avec défaillance FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Volume abattu FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Coefficient a
  - Abattement total FCR et aFRR en €

SY6.3.6. Mise à jour des modèles de fiches concernant les défaillances de réglage et les indisponibilités supérieures à 60 jours

A partir de la date SY_{23}, les fiches de notification de défaillances seront réalisées par RTE dans le nouvel outil de gestion du back-office SSYf. Le modèle a alors été mis à jour :

- Suppression de données obsolètes : n° de dossier, URSE, code du groupe, responsable de programmation, impact sur la rémunération
- Nouvel affichage des défaillances avec une part de réglage indisponible baisse/hausse et un nombre de période illimité
- Simplification du suivi des échanges entre le responsable de réserve et RTE : description de l'écart, acceptation ou non par le RR, commentaires sur la date prévisionnelles de mise en conformité, commentaires sur la date réelle de mise en conformité.

SY7. Sortie de l'expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesures, rebaptisées sous-télémesures

SY7.1. Contexte

L'utilisation de la sous-mesure pour une site est inscrit comme cadre expérimental dans les règles SSYf v7.1.L'expérimentation consiste à ce que la télémesure transmise à RTE ne couvre pas le périmètre intégral du site, celle-ci ne couvre alors que le ou les processus à partir desquels les services systèmes sont fournis.

SY7.2. Besoin d'évolution

Dans les processus de raccordement RPT, une télémesure qui ne couvre que le ou les processus à partir desquels les services système sont fournis peut déjà être implentée quand cela est nécessaire. Cette télémesure permet d'isoler le signal de puissance permettant de contrôler les services système. Dans le cas d'un raccordement RPD du site réalisant les services système, derrière le même point de livraison qu'un autre site, le signal de puissance peut être pertubé de même. RTE a alors besoin d'une télémesure au niveau du processus processus à partir desquels les services système sont fournis. Le fait de conserver un cadre expérimental est alors requestionné.

En phase de concertation relative à cette disposition transitoire est aussi apparu le besoin de clarifier le terme « sous-mesure ». La confusion a deux origines :

- D'une part dans le fait que la notion de Site dans les règles de marchés SSYf est définie par le compteur ou le décompte tandis que celle de « Site» en raccordement est définie au point de livraison. Il y a eu une confusion entre ces deux notions. En pratique, la sous-mesure est bien utilisée lorsque que la télémesure ne couvre pas le périmètre du Site au sens raccordement. Une illustration est présente dans la Figure 16 : cas d'utilisation de sous-télémesureFigure 16 :

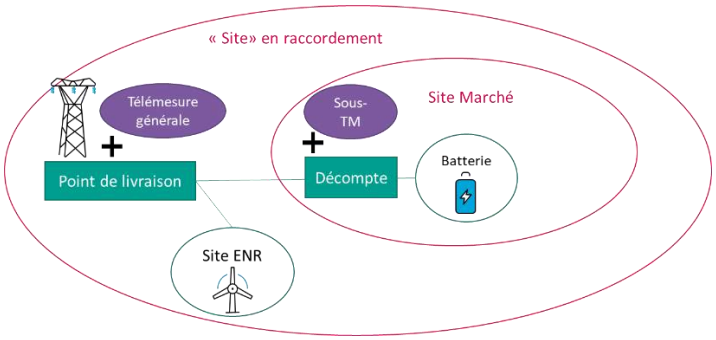


Figure 16 : cas d'utilisation de sous-télémesure

- D'autre part dans le réemploi du terme « sous-mesure », utilisé dans les règles NEBEF-MA et attaché à des notions liées au comptage.

SY7.3. Propositions de RTE

Dans le contexte de l'harmonisation des règles de marchés, le terme « sous-mesure » pour les règles services système fréquence est renommé « sous-télémesure » pour marquer la différence avec celui de « sous-mesure » des règles MA et NEBEF.

De plus, RTE enterrine dans les règles la mise en place systématique de la sous-télémesure lorsque cela est nécessaire pour assurer l'observabilité, dans l'article 4.F.2.4.2. Celle-ci sort alors du cadre expérimental. Une justification d'absence de contre-réglage lorsque des limitations d'accès au réseau sont présentes, accompagne cette disposition. Les exigences sur la constatation par RTE de l'amélioration de la qualité de l'estimation des triplets [P0, K, Pr], la conclusion de l'impossibilité d'estimation des triplets par la mesure au niveau du site ainsi que la constatation de la fourniture du service à partir de la mesure au niveau du site ont été retirées.

SY8. Evolution des modalités de certification des EDR diffuses

SY8.1. Contexte

La disposition transitoire 4.S.6 des règles SSYf relative à l'expérimentation sur l'évolution de la composition d'une entité de réserve diffuse indique que RTE peut demander une recertification de l'EDR dans les 2 cas suivants :

- À chaque MW de réserve supplémentaire
- Le nombre total des sites ajoutés et/ou retirés est supérieur à 10% du nombre de sites initial en cumulé

Lorsqu'il y a un changement des modalités de pilotage, une recertification est obligatoire.

SY8.2. Besoin d'évolution

Dans le cadre d'une EDR diffuse, les évolutions de périmètre sont souvent plus grandes que 10% lors d'augmentation de portefeuille et elles entrainent une augmentation de plus d'un mégawatt. Elles peuvent aussi être thermosensibles. Dans ce cas, la réserve qu'elles peuvent fournir varie en fonction de la température.

Afin de fluidifier les processus de recertification et ne pas engorger les acteurs comme RTE de nombreux traitements de dossier, une adaptation de la procédure actuelle a été présentée lors des GT de 2023.

SY8.3. Proposition de RTE

Lors des certifications actuelles, RTE peut délivrer des PV d'aptitudes avec certaines réserves. Une procédure délivrant une certification sous réserve destinée aux EDR diffuses a alors été construite en prenant en compte les contraintes des acteurs.

Pour être éligible à cette certification sous-réserve, les conditions à remplir sont les suivantes :

- L'EDR est une EDR diffuse
- Elle fait évoluer son périmètre de plus de 10% en nombre de sites.
- Elle a obtenu une première certification (minimum 1 MW) telle que définie dans l'article 4.G des règles SSYf
- Les modalité de pilotage sont inchangées.

Une EDR qui respecte ces conditions peut alors demander une certification pour une réserve entre 1 MW et le maximum entre sa réserve actuellement certifiée augmentée de 5 MW ou le double de sa réserve certifiée. La procédure suivante s'applique :

- Etape 1 : le responsable de réserve décrit les processus de régulation mis en œuvre pour la fourniture de réserve et établit les performances de l'entité de réserve en fournissant des données déclaratives sur ses caractéristiques techniques (étape 1 des trames). Le responsable de réserve indique aussi l'évolution de son nombre de client dans la fiche d'information n°1.
- Etape 2 : une fois que l'étape 1 est validée, l'EDR peut alors participer au marché et programmer la réserve demandée dans la certification sous réserve. La configuration de l'EDR est inchangée par rapport aux certifiations générales.

  Le responsable de réserve doit ensuite réaliser tous les essais de certification (étape 2 des trames). Pour cela, il a un délai de 2 mois à partir du moment où il programme un volume supérieur à sa certification intiale. Ce délai est réduit à 2 semaines s'il programme pendant au moins 8h une valeur de réserve permettant de réaliser les essais (réserve demandée ou 70% de celle-ci en cas de thermosensibilité).

  Si un écart de performance est détecté avant la réalisation des essais, RTE peut retirer le PV d'aptitude sous réserve de l'EDR.

  Une fois les essais réalisés, le responsable de réserve a deux semaines pour transmettre le dossier à RTE.

  Si les essais sont validés, RTE lève les réserves du PV d'aptitude de l'EDR. A l'inverse, RTE retire le PV si les essais ne sont pas réussis.

  Lors de cette étape, le responsable de réserve peut réaliser des essais pour une réserve inférieure à son PV d'aptitude sous réserve. Si ceux-ci sont validés, il obtiendra alors un PV d'aptitude pour le nombre de MW réalisés et non celui indiqué sur son PV d'aptitude sous réserve.

Cette procédure est applicable pour les deux types de réglage :

- Primaire à l'entrée en vigueur des règles SSYf v1 harmonisées
- Secondaire dès l'hiver 2023 – 24

Exemple d'application du processus :

Un responsable de réserve disposant d'une EDR diffuse thermosensible certifiée pour 3 MW de réserve remplissant les conditions d'éligibilité pourra demander une certification sous réserve pour cette EDR, pour une valeur finale de réserve comprise entre 4 MW à 8 MW.

En supposant que le responsable de réserve choisisse de demander une certification sous réserve de 8 MW pour cette EDR, dans un premier temps, le responsable de réserve envoie les fiches d'information n°1 et 2 et la fiche simulation n°1. Son dossier est transmis le 10 octobre.

RTE étudie le dossier et le valide quand il est conforme, le 25 octobre. Le responsable de réserve peut alors programmer jusqu'à 8 MW dès le 27 ou 28 octobre. Étant donné la taille de son périmètre en cours et des conditions extérieures, le responsable de réserve programme moins de 3 MW jusqu'au 4 novembre et programme 4 MW le 5 novembre. Les essais doivent donc être réalisés au plus tard le 5 janvier.

La programmation atteint 6 MW le 29 novembre pour seulement 2h dans la journée. Les 6 MW sont programmés sur 8 heures le 9 décembre. Les essais doivent alors être réalisés avant le 23 décembre et le rapport envoyé avant le 6 janvier. Le rapport est envoyé le 4 janvier. RTE le valide le 11. L'EDR est alors certifiée le 11 janvier pour 8 MW.

Dans le cas où il ne ferait pas assez froid, le responsable de réserve pourrait ne pas atteindre 6 MW mais seulement 5 MW de réserve. Il peut alors réaliser les essais et RTE lui délivrera un PV d'aptitude de 7 MW.

SY9. Participation des sites soumis à limitation aux services système

SY9.1. Contexte

Un site souhaitant être raccordé au réseau peut se voir proposé une offre de raccordement présentant des limitations. Cela signifie que, dans certaines conditions, notamment en lien avec la production et la disponibilité des ouvrages, le site pourrait voir son injection et/ou son soutirage limité. Cette offre a l'intérêt de proposer un raccordement plus rapide et économique qu'un raccordement neuf.

Les règles SSYf v7.1 n'autorisent pas la participation de sites soumis à limitation aux services systèmes fréquence, notamment via ce paragraphe :

5.2 Critères d'aptitude

«Critères d'Aptitude concernant le Réglage Primaire de fréquence […] :

La réponse instantanée théorique attendue de l'Entité de Réserve peut être limitée à la hausse (respectivement à la baisse) par la capacité de Réglage Primaire à la hausse (respectivement à la baisse) figurant au Programme de Marche de l'Entité de Réserve (en lien avec l'écrêtage indiqué à l'article 4.2.2) ; […]

*La réponse en puissance, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sans limitation de durée en Etat Normal[1] **du réseau.***

*[1]**Etat Normal du réseau** :*

*« Situation dans laquelle le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation dans la situation N (situation dans laquelle aucun élément du **réseau de transport n'est indisponible à la suite d'un aléa) et après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas, compte tenu de l'effet des actions correctives possibles. »***

Plusieurs acteurs ont remonté à RTE le besoin d'assouplir les règles services système afin de dégager un gisement de réserve supplémentaire.

SY9.2. Proposition de RTE

RTE souscrit à la proposition des RR et propose une ouverture de la participation aux services système des sites soumis à limitation sous forme de disposition transitoire. Cette ouverture concerne tous les moyens technologiques, dans le respect des dispositions de la DTR, la FCR comme l'aFRR, le RPT comme le RPD (soumis à l'accord du GRD concerné).

Dans la convention de raccordement d'un Site, est indiqué un volume estimatif d'heures de limitation. Afin de maîtriser les impacts que cette ouverture a sur l'exploitation du système électrique, RTE propose de n'ouvrir la participation qu'aux sites soumis à limitation au plus 3000h par an, limitations à l'injection et au soutirage confondues.

En cas d'ordre de limitation reçu en temps-réel :

1. L'acteur la prend en compte en modifiant sa puissance injectée ou soutirée ;
2. La limitation est tracée comme une contrainte technique (SSYf = 0) dans le SI de RTE.
3. L'acteur redéclare son programme d'appel SSYf à 0 à la hausse comme à la baisse au prochain guichet de programmation ;

La conséquence sur le bilan de réserve au Programme d'Appel du Responsable de Réserve est comme suit :

- Si le site a été informé de la limitation au moins 2h avant que celle-ci ne débute, le bilan de réserve au PA de l'acteur est impacté dès la première minute de limitation ;
- Sinon, le responsable de réserve est insensibilisé de l'effet de la limitation sur son bilan au PA pendant la durée du délai de neutralisation.

La participation aux services systèmes pour les unités soumises à une obligation de capacité constructive au titre des services système fréquence bénéficiant d'une offre de raccordement avec limitation est autorisée. Les conditions qui s'appliquant sont les mêmes que pour une unité non soumise à une obligation de capacité constructive au titre des services système fréquence.

Ces principes sont susceptibles d'être révisés dans le cadre d'un retour d'expérience. Ce retour d'expérience sera réalisé une fois que suffisamment de capacités sous limitation auront été certifiées et activées.

Ces modalités sont renseignées dans l'article 4.S.7 du chapitre 4.

SY10. Evolution de l'annexe 4

SY10.1. Contexte

L'annexe 4, 4.A4, des règles services système fréquence liste les entités de réglage de chaque reponsable de réserve.

Avec l'appartition de nouveaux moyens (batteries, diffus, etc.), le format de ce document partagé entre le RR et RTE a évolué avec les réalités opérationnelles.

SY10.2. Proposition de RTE

RTE a enrichi l'annexe 4 des informations suivantes :

- Détails sur le GRD et informations à la maille site (code EIC GR, code site (décomptes ou PRM), type, filière, puissance installée, adresse, code postal, poste source)
- Informations portant sur l'avancement de la mise en place de l'observabilité et les libellés des téléinformations

RTE propose d'annexer aux règles services système la version actuellement utilisée par la plupart des nouveaux acteurs.

Les acteurs utilisant la trame actuellement annexée pourront basculer à leur rythme sur le nouveau format.

SY11. Evolutions de l'annexe 12

SY11.1. Contexte

L'annexe 12, 4.A12, des règles services systèmes fréquence rassemble les éléments techniques permettant de certifier les EDR des responsables de réserves. Les données qu'elle contient peuvent être amenées à évoluer, par réglementation, retour d'expérience, maintien temporel, etc. RTE met alors à jour les différents éléments de la trame concernés par ces évolutions.

SY11.2. Proposition de RTE

SY11.2.1. Mise à jour des simulations et conditions sur les essais

Les simulations de la fiche simulation n°1 portaient sur des périodes de 2015 à 2018. Les exigences ont été revues sur des périodes de 2019 à 2021 afin d'avoir des données actualisées.

La durée des paliers était imposée pour les tests 2.a et 2.b de cette fiche. Ces seuils ont été retirés pour laisser la liberté de les fixer au responsable de réserve, suivant le dimensionnement de son EDR.

Concernant le mode LFSM, le principe général est qu'il est prioritaire sur le FSM et le mode réserve. Afin de tester le mode réserve, le mode LFSM doit donc être désactivé. Cette clarification a été apportée dans la fiche simulation n°1 au test 3 ainsi que dans la fiche essai n°2 aux essais 1 bis et 2.

SY11.2.2. Intégration d'un attestation sur la représentativité des essais

L'étape de certification analyse le comportement de l'EDR pour valider son usage en exploitation.

RTE a alors proposé de concrétiser la validité de la représentativité des essais dans une attestation, disponible en annexe de la « Trame de certification de l'aptitude au reglage primaire de frequence ». Cette attestation indique d'une part que l'ensemble des essais ont été réalisés dans les conditions qui seront effectivement mises en œuvre en exploitation. Elle permet d'intégrer d'éventuels écarts avec leur justification. D'autre part elle indique qu'en cas de modification par rapport aux conditions lors de la certification, une déclaration sera faite à RTE et le besoin d'une recertification (totale ou partielle) de l'EDR sera étudié entre RTE et le responsable de réserve.

L'attestation sera signée par le responsable de réserve.

SY11.2.3. Modification des exigences sur les capteurs de mesure pour les EDR diffuses

RTE a reçu plusieurs demandes pour certifier des EDR diffuses. Un travail sur les exigences de capteurs de mesure a alors pu être mené.

Actuellement, RTE exige que les capteurs de mesure utilisés pour l'établissement des télémesures aient une précision au moins égale à 0,5 % (classe 0,5) dans les conditions fixées par la norme NF EN 60688 et ses additifs de 1999 et 2001.

Le retour d'expérience a permis d'établir que, dans le dans le cas d'une agrégation diffuse, l'exigence de précision de 0,5% s'applique à la maille de l'EDR. Le responsable de réserve peut démontrer que l'utilisation de capteurs de classe supérieure peut assurer une précision 0,5% à la maille EDR.

Pour que la démonstration soit valide les capteurs individuels doivent bien avoir une classe certifiée en suivant les conditions suivantes :

- Les essais de type sont acceptés : la performance doit être démontrée sur un échantillon de tête de séries pour chaque modèle
- Les essais doivent être réalisés par un laboratoire accrédité : le nom et l'accréditation du laboratoire doivent être communiqués à RTE dans le dossier de certification
- Les essais doivent démontrer la classe de précision selon la norme 62053-21
- La demonstration de l'atteinte d'une precision de 0,5% à la maille EDR doit être faite dans le dossier de certification

Ces modifications ont été apportées dans la partie 4.A12.6 de la trame ainsi que dans la fiche d'information n°1.

SY11.2.4. Description de la gestion entre MA et SSYf pour les EDR mixtes

Dans le cadre des EDR mixtes, la description de la gestion entre les deux mécanismes de marché MA et SSYf a été ajoutée dans la fiche d'information n°1.

SY11.2.5. Modification du critère de tenue de 15min de FCR en cas d'État d'Alerte ou d'État d'Urgence

La trame de certification au réglage primaire impose qu'en cas d'état d'alerte ou d'état d'urgence du réseau, l'EDR doit pouvoir maintenir une activation complète de FCR pendant une durée de 15 minutes. Le critère mis en place pour garantir cette exigence est la définition des niveaux de stocks fixes SoC_{inf} et SoC_{sup} définis dans la Figure 17 :

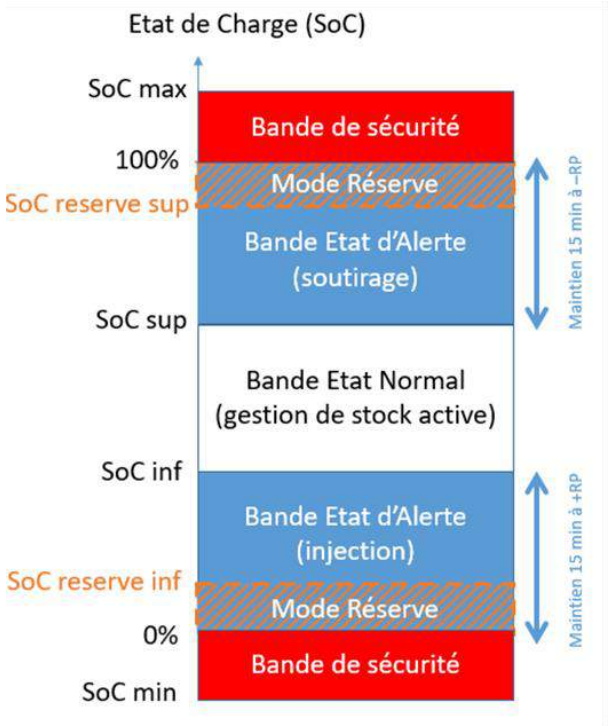


Figure 17: illustration des niveaux de stocks fixes garantissant le critère de tenue de 15 minutes de FCR

Ce critère avait été décidé en prenant l'hypothèse que la puissance de consigne de la batterie était faible par rapport à la réserve primaire. Pour une participation à la FCR seulement, la puissance de sortie pouvait alors s'apparenter à la réserve primaire (activée au maximum).

Cependant, RTE a reçu des demandes de dossiers FCR avec des variations de puissance de consigne non négligeable par rapport à la réserve primaire. RTE a alors constaté que le service FCR pouvait être tenu moins de 15 minutes (hors mode réserve) à cause d'une puissance de consigne défavorable, tout en respectant le critère des SoCinf et SoCsup.

RTE propose alors de remplacer les notions SoC_{inf} et SoC_{sup} par le couple d'indicateurs temporels suivants (en convention « production ») :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{utile}}{|RP| - P_c(t)}$$

$$T_{tenueFCR_sup} = \frac{(SoCmaxfullpower - SoC(t)) * E_{utile}}{|RP| + P_c(t)}$$

Où :

- $SoCminfullpower$: état de charge à partir duquel la batterie ne peut plus débiter sa puissance maximale.
- $SoCmaxfullpower$: état de charge à partir duquel la batterie ne peut plus charger sa puissance maximale
- E_{utile} : l'énergie utile de la batterie
- $SoC(t)$: l'état de charge de la batterie à l'instant t
- RP : la réserve primaire
- $P_c(t)$: la puissance de consigne

- t : le temps

Ce couple d'indicateur, défini à l'article 4.A12.5.1 permet de mesurer la durée de tenue réelle du service FCR en prenant en compte la puissance de consigne en cas d'état d'urgence. Il devra être supérieur à 15 minutes en chaque instant et sera contrôlé par RTE via l'outil de surveillance des performances.

Les valeurs minimales atteintes par $T_{tenueFCR_inf}$ et $T_{tenueFCR_sup}$ devront être relevées lors des Test 1 (période de 3 ans). L'indicateur devra être tracé lors des Test 3 et essais 1 bis.

La mise en place de ces indicateurs dans les règles SSYf n'est pas rétroactive. Elle s'appliquera à l'entrée en vigueur des règles SSYf v1 harmonisées. RTE n'exige pas une recertification des EDR existantes.

Exemple :

Prenons une batteries avec les caractéristiques suivantes :

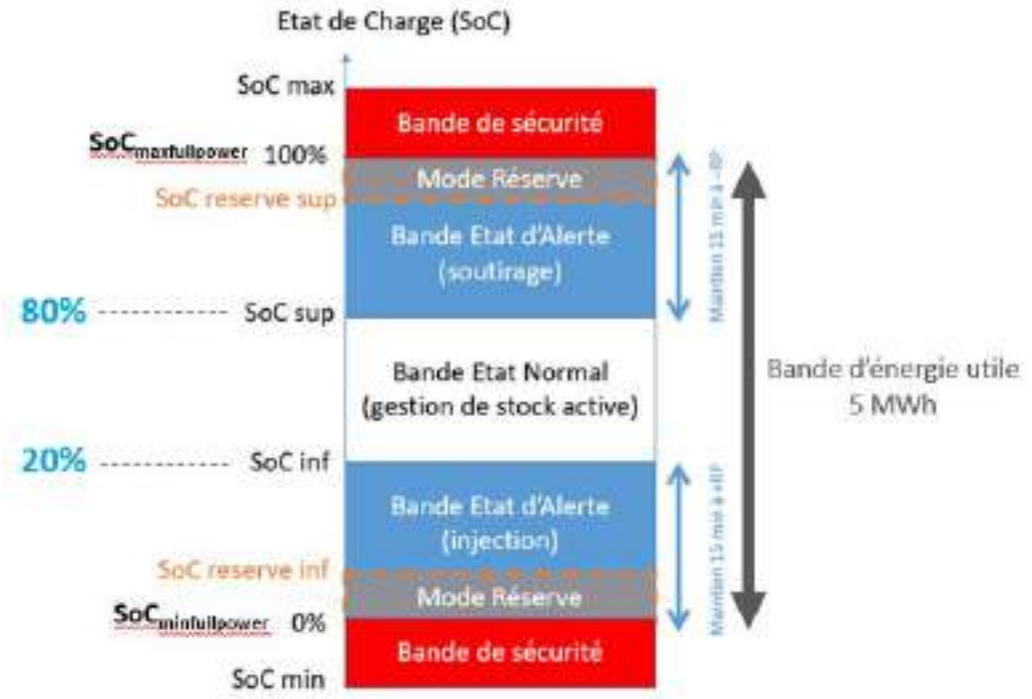
- Pmax = 5 MW
- Eutile = 5 MWh
- RP = 4 MW

Actuellement, pour tenir 15 minute de RP il faut 15mn * 4 MW = 1MWh soit :

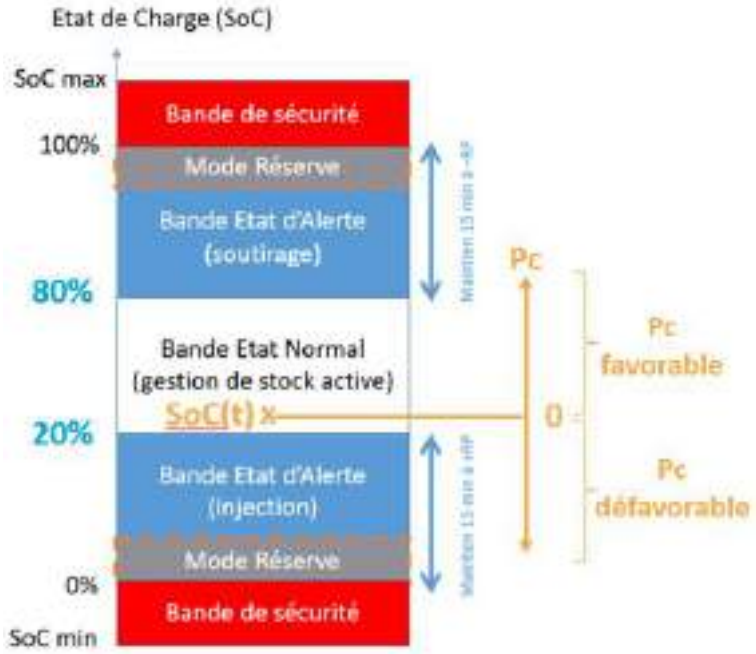
$$SoC_{sup} = \frac{E_{utile} - 1}{E_{utile}} = \frac{4}{5} = 80\%$$

$$SoC_{inf} = \frac{1}{E_{utile}} = \frac{1}{5} = 20\%$$

Nous pouvons alors renseigner ces valeurs sur le schéma suivant :



Prenons à l'instant t un état de charge SoC(t) = 23%. La puissance de consigne peut alors varier en positif (rechargement de la batterie) ou en négatif (déchargement) comme l'indique le schéma suivant :



Si la puissance de consigne est maximale et positive (favorable), P_c vaut 1MW. On peut alors calculer le temps de tenue de la FCR en déchargement :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{utile}}{|RP| - P_c} = \frac{(23\% - 0\%) * 5}{4 - 1} = 23min$$

L'énergie nécessaire pour tenir 15 minutes avec RP + Pc fixe vaut 3MW * 15mn = 0,75MWh. Cela est inférieur au seuil fixé par la méthode précédente en ne considérant que RP.

Si la puissance de consigne est maximale et négative (défavorable), P_c vaut -1MW. On peut alors calculer le temps de tenue de la FCR en déchargement :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{utile}}{|RP| - P_c} = \frac{(23\% - 0\%) * 5}{4 - (-1)} = 13min48s$$

L'énergie nécessaire pour tenir 15mn avec RP + Pc fixe vaut 5MW * 15mn = 1,25 MWh. Cela est supérieur au seuil fixé par la méthode précédente en ne considérant que RP. L'exigence n'est alors pas tenue si l'état d'alerte ou d'urgence survient à un niveau de charge inférieur à 1,25 MWh.

SY11.2.6. Modification du critère d'entrée et de sortie du mode réserve

RTE constate que le dimensionnement initial des $SoC_{réserve}$, qui ne prend pas en compte la puissance de consigne, ne permet pas un fonctionnement en mode réserve symétrique systématique.

RTE propose de modifier les critères d'entrée et de sortie du mode réserve par

- Entrée en mode réserve lorsque $T_{tenueFCR_inf}$ ou $T_{tenueFCR_sup}$ ≤ 5 minutes
- Sortie du mode réserve lorsque $T_{tenueFCR_inf}$ et $T_{tenueFCR_sup}$ ≥ 15 minutes

SY11.2.7. Autres évolutions

RTE a ajouté une précision pour les réseaux séparés de grande ampleur dans la partie 4.A12.4.2. Pour les sites sans mesure de fréquence locale, RTE demande trois mesures de fréquences par région pour détecter les réseaux séparés de grande ampleur sans préciser que ces mesures doivent être réalisées à des endroits suffisamment éloignés électriquement. RTE propose alors d'indiquer que ces trois mesures doivent se trouver dans trois départements différents et que la qualité de mesure doit être la même que celle utilisée pour le réglage.

Dans le cas des EDR à réservoir d'énergie limité (LER), RTE propose d'ajouter dans la fiche d'information n°1 une ligne concernant le multiservice lorsque celle-ci participe à plusieurs mécanismes de marchés. Le responsable de réserve doit y décrire sa gestion de l'unité, dont le stock, lors du changement de service (FCR, aFRR, MA, etc.).

RTE a aussi apporté des modifications de forme dans les parties 4.A12.3, 4.A12.5.2 et 4.A12.5.3 ainsi que dans la fiche d'information n°1, et dans les essais 1bis, 3 et 5.

SY12. Autres évolutions

SY12.1. Correction du renvoi vers le bilan de réserve utilisé dans le calcul des abattements

La version actuelle des règles services système renvoyait vers le bilan de réserve basé sur le programme d'appel pour le calcul des abattements. Or ce calcul est réalisé à partir du bilan de réserve basé sur le programme de marche.

Ce bilan n'étant pas clairement défini dans les règles SSYf, une partie dédiée a été créée dans l'article 4.L.2 relatif au contrôle sur les éléments déclaratifs. Le renvoi au bilan de réserve, dans le calcul des abattements, a été mis à jour vers cette nouvelle définition.

SY12.2. Evolution de la condition de participation effective avec la nouvelle convention d'exploitation

Les processus de raccordement de la DTR pour la participation effective du site ont évolué. La procédure de notification opérationnelle, en vue d'obtenir l'accès au réseau définitif, se décompose en trois étapes :

- La notification opérationnelle de mise sous tension (EON) (ou mise sous tension du raccordement) qui autorise le producteur à mettre sous tension son réseau interne et les auxiliaires de l'installation de production en utilisant les ouvrages de raccordement auréseau spécifiés pour le point de raccordement.
- La notification opérationnelle provisoire (ION) (ou première injection de puissance – accès au réseau pour essai) qui autorise le producteur à faire fonctionner l'installation de production et de produire de la puissance en utilisant le raccordement au réseau pour une durée limitée.
- La notification opérationnelle finale (FON) (ou accès au réseau définitif ou ARD) qui autorise le producteur à faire fonctionner l'installation de production en utilisant le raccordement au réseau.

Pour pouvoir participer aux marchés, le site doit avoir finalisé la dernière étape. Cela se matérialise par la signature de **la convention d'exploitation et de conduite** ainsi que du **PV étape 3**. La dénomination « convention d'exploitation définitive » n'est plus à jour. RTE a mis à jour l'article 4.F.2.3.1 en conséquence.

SY12.3. Evolutions de l'annexe 13

RTE a mis à jour l'annexe 13, 4.A13, pour intégrer des certifications avec des temps d'activation (FAT) compris entre 67s et 300s en accord avec les exigences européennes.

RTE a aussi ajouté dans les critères de conformité des essais réels que le niveau Ni doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau Ni de RTE. Les délais de transmissions du niveau Ni au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique.

SY12.4. Evolutions de la trame de certification au réglage secondaire de fréquence « agrégats / stockage »

RTE a mis à jour la trame pour intégrer des certifications avec des temps d'activation (FAT) compris entre 67s et 300s en accord avec les exigences européennes.

RTE a aussi ajouté dans les critères de conformité de la fiche essai n°2 que le niveau N doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau N de RTE. Les délais de transmissions du niveau N au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique.

RTE a harmonisé les modifications apportées à l'annexe 12, 4.A12, lorsque celles-ci s'appliquent aussi au réglage secondaire : exigences sur les capteurs de mesure pour les EDR diffuses, réseaux séparés, fiche n°1, etc.

ANNEXES

1.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	Ancienne date	Description	Commentaire (date prévisionnelle)
MA_1	A	Simultanéité d'une Offre d'Ajustement activée sur le MA et NEBEF lorsque moins de 10% des Sites de l'EDA appartiennent à l'EDE	–
MA_2	I	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	2025
MA_3	M'	Transmission, par le Receveur d'Ordre, des Programmes de Marche (PM) pour les ordres spécifiques	-
MA_4	P'	Passage à 96 Guichets de programmation et d'offres	T1 2026
MA_5 et MA_6	E et E'	Possibilité d'appliquer les méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) aux EDA Soutirages Profilées	-

MA_7	I’	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	-
MA_9	R	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la qualification d’une EDA	-
MA_{10}	-	Suppression de la limite du nombre d’offres d’ajustement inférieures à 10 MW normalisées	2025
MA_{11}	-	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA)	Fin 2025
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	-
MA_{14}	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
MA_{15}	L	Passage des indicateurs d’équilibrage (dont désquilibre, tendance et PRE) à 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Janvier 2025
MA_{20}	Nouvelle date	Evolution du contrôle du réalisé en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Juillet 2024
MA_{21}	Nouvelle date	Passage du contrôle de la défaillance au pas 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Avril 2025
MA_{31}	Nouvelle date	Nouvelle valorisation des écarts d’ajustement	-
PR_1	D	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 2025

PR_2	I	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	T1 2026
PR_3	M'	Transmission, par le receveur d'ordre, des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques	
PR_4	P'	Passage à 96 guichets de programmation et d'offres	Courant 2025
PR_5	Nouvelle date	Ouverture d'un guichet de programmation IJ à 18h en J-1	T3 2024
PR_{14}	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
PR_{15}	L	Suppression de la possibilité de programmer au pas 30 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	Mai 2024
RE_1	J	Dématérialisation des annexes 3.A5, 3.A7	
RE_2	Nouvelle date	Correction des périmètres d'équilibre suite à des activations de flexibilités réseau RPT	Juin 2024
RE_{15}	L	Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes	1er Janvier 2025
RE_{16}	Nouvelle date	Passage des données de comptage (brutes et validées) et des données physique à 5 minutes sur le périmètre RPT Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	Juin 2024
RE_{17}	Nouvelle date	Passage de la consommation ajustée à 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	Juin 2024
RE_{18}	Nouvelle date	Passage de la programmation des échanges de blocs à 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	Juin 2024
RE_{19}	Nouvelle date	Fusion des processus écarts et réconciliation temporelle Passage de la reconstitution des flux à 15 minutes	Octobre 2024

		Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	
SY_1	G’	Agrégation de plusieurs EDP ou EDP soutirage RPD dans une EDR mixte (modèle cible)	S1 2025
SY_2	H’	Passage à la contractualisation des capacités de réserve secondaire par appel d’offres et évolution des formules d’indemnités et abattements	Eté 2024
SY_5	I’’	Evolution des formules de pénalités	Janvier 2025
SY_6	X	Activation de la réserve secondaire selon la préséance économique	T4 2023
SY_7	Y	Connexion de RTE à la plateforme européenne de réserve secondaire PICASSO	S2 2024
SY_8	Z	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 rntité de réserve diffuse	Avril 2024
SY_9	Z’	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 2025
SY_{14}	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
SY_{15}	C	Publications pour les SSYf au pas 15 minutes (énergies et capacités de réglage)	1er janvier 2025
SY_{20}	D	Passage du versement fournisseur au pas 15 minutes	1er juillet 2024
SY_{22}	A	Passage des NER au pas 15 minutes	17 décembre 2024
SY_{23}	B	Passage des calculs back-office SSYf au pas 15 minutes (valorisations, indemnités, défaillances de réglage)	1er janvier 2025

Dates pivots supprimées

Dans le présent projet de règles, RTE propose de supprimer les dates suivants 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 B du chapitre 2 relative à la non-exigibilité de l'accord AA-RE pour la participation des sites de production en obligation d'achat concernant la constitution et l'évolution du périmètre d'ajustement
- Date C du chapitre 1 relative à la possibilité pour une Entité de Réserve de type soutirage d'être composée uniquement de plusieurs EDP soutirage (ou EDP si stockage faisant de l'ajustement)
- Date I (date SY_3) du chapitre 4 relative à l'évolution des formules d'indemnités
- Date I' (date SY_4) du chapitre 4 relative à l'évolution des formules d'abattements
- Date K' du chapitre 3 relative au pilotage ex-ante du solde du compte « ajustements écarts »
- Date Q du chapitre 3 relative à la correction des périmètres d'équilibre suite à activations de flexibilités distribuées pour un besoin GRD
- Date Q' du chapitre 3 relative à la correction des périmètres d'équilibre suite à activations de flexibilités distribuées pour un besoin GRT
- Date T' du chaptitre 2 relative à la symétrisation du critère de défaillance et homogénéisation du calcul du volume défaillant
- Date V (Date MA_8) du chapitre 2 relative à l'évolution des modalités de calcul des volumes commerciaux des offres activées spécifiques
- Date W du chapitre 4 relative à la mise en place du nouvel outil de conduite du réseau STANWAY

2.A Prise en compte des retours relatifs à l'harmonisation des règles de marché

2.A1. RETOURS RELATIFS AUX DISPOSITIONS GENERALES

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	0.A	Acteur Obligé : Partie soumise à l'Obligation de Capacité au sens des présentes Règles. Les Acteurs Obligés sont de trois types : les Fournisseurs, les Acheteurs de Pertes Obligés et les Consommateurs Obligés.	la notion d'Acteurs Obligés intervient également dans les règles SI SSYf à l'article 3,1, avec une définition différente. Alpiq propose de changer la rédaction des règles SI pour ne plus faire apparaitre ce terme.	RTE précise que la dernière version des Règles SI SSYf (17/04/2023) ne fait plus apparaitre ce terme et renvoient vers le guide d'implémentation de l'application RACOON.
Alpiq Energie France	0.A	Auxiliaires Organes techniques nécessaires au fonctionnement d'un ou plusieurs Groupes de Production associés à un Site de Production et soutirant de l'énergie électrique sur le Réseau	Sous Stockage stationnaire	Il ne semble pas opportun d'introduire le terme de sous stockage stationnaire car il ne correspond pas à la notion d'auxiliaire de groupe de production.
Alpiq Energie France	0.A	Indisponibilité Programmée Indisponibilité planifiée du RPT ou d'un Groupe de Production raccordé au RPT suivant les modalités précisées dans le Contrat relatif	Mettre comme dans les règles SSYf : "Indisponibilité planifiée du RPT ou du RPD suivant les modalités précisées dans le Contrat de Gestion Prévisionnelle ou, en l'absence d'un tel contrat, selon les modalités précisées dans le Contrat d'Accès au Réseau"	RTE remercie Alpiq pour ce retour et va procéder à la mise à jour de cette définition qui correspond à la version la plus récente concertée dans le cadre du GT SSYf.
Alpiq Energie France	0.A	Prix Marginal d'Equilibrage ou PME Prix de la dernière offre d'énergie d'équilibrage appelée pour Motif gestion de l'équilibre P=C, sur le Pas de Règlement des Ecarts considéré et selon la Tendance du système électrique français	il ne s'agit pas de la dernière offre appelée, mais l'offre la plus chère ou la moins chere appellée (ou à défaut la première qui aurait été appelée dans la tendance). Reprendre la défintion des regles MA/RE actuelles (Article 4.10.1.5). Se référer à 0.P.2	Le prix de la dernière offre appelée correspond bien, soit à l'offre la plus chère, soit à l'offre la moins chère, selon la tendance. Il n'est pas utile de modifier la définition.
Alpiq Energie France	0.A	Prix Moyen Pondéré ou PMP Prix moyen des Offres d'Ajustement activées, pondéré par leurs volumes, pour le Pas de Règlement des Ecarts considéré selon la Tendance du système électrique français	se référer à l'article des règles MA RE actuelle, car la dénfition n'est pas exacte, et je ne l'ai pas retourvé dans de le nouveua jeu de règle. Il est imporant de préciser sa composition car impact le PRE. Renvoyer à 0.P.2	La définition du PMP proposée dans les Dispositions Générales est correcte et vient clarifier les éléments de l'Art. 4.10.1 des anciennes Règles MA.
Alpiq Energie France	0.A	Responsable de Réserve ou RR : Participant ayant signé un Accord de Participation aux Règles relatives aux Services Système permettant de contribuer au réglage de la fréquence.	Responsable de Réserve ou RR : Participant ayant signé un.ACCORD DE PARTICIPATION EN QUALITE DE RESPONSABLE DE RESERVE OU DE FOURNISSEUR (MAJ avec le Nouveau nom de l'annexe dans les règles)	La signature de l'Accord de Participation aux règles relatives aux Services Système donne au Particpant le statut de Responsable de Réserve. Le fait de préciser qu'un Responsable de Réserve signe un accord de participation en qualité de Responsable de Réserve est redondant et alourdit la définition.
Alpiq Energie France	0.FT1.8.1	Garantie Bancaire : Pourquoi la garantie bancaire, y compris pour les SSYf est dans l'article relatif à la Sécurisation Financière pour le modele de versement Régulé ? Les échnages de réserves sur le marché secondaire ne sont pas liés au type de modeles pour les SSYf. Est ce volontaire de l'appliquer uniquemetn au versement Régué, et donc à défaut uniquement pour les sites de soutirage ?	A mettre dans les règles RM4, ou prévoir des cette version la mutualisation des GB pour tous les mécanismes sous un chapitre ad hoc.	RTE souhaiterait préciser que la Garantie Bancaire associée au marché secondaire des Services Systèmes fréquence est décrite dans le Chapitre 4 et que celle relative aux versements liés au modèle régulé se trouve bien dans l'Annexe 0.FT1. RTE vous propose donc de rester sur cette rédaction.
Alpiq Energie France	0.FT1	il y a le chapitre FLUX FINANCIERS ENTRE LES PARTICIPANTS ET LES FOURNISSEURS DE SITES DE SOUTIRAGE EFFACES	Pourrait on rajouter un chaptre pour les Site de Stockage stationnaire, afin de refléter les spécificités de ces sites?	Cette proposition constitue une évolution de fond du Chapitre 4 et sera traitée ultérieurement dans le cadre du GT SSYf.

			Cf slides 28 du GT SSYf de Juin (sur la Version sous concerte au moment du GT) ou renvoyer à 4,M,5	
EDF SA	Ordre des articles	L'ordre proposé pour les différents articles n'est pas très intuitif : pourquoi est-ce que l'article Situation d'Etat d'Urgence est au milieu des dispositions juridiques ?	EDF suggère de le déplacer après l'article Arrondis, à la fin des dispositions techniques transverses.	RTE valide cette proposition.
EDF SA	0.A	Certaines définitions sont très génériques et il est parfois difficile de savoir à quel mécanisme elles sont associées (par exemple Contrepartie, Demande de Certification ou Demande de Pré-Certification, Index, Pas de Mesure, Texte, Mode Secours, Heure de Livraison). Cela peut conduire à des ambiguïtés lorsque ces mots génériques sont employés sans majuscule dans d'autres Chapitres. Il peut y avoir d'autres ambiguïtés, par exemple avec Capacité Réservée qui n'a rien à voir avec les réservations de capacités de réglage.	EDF propose de : soit reformuler les définitions afin d'indiquer plus clairement le contexte et le mécanisme de marché associé, soit d'ajouter une colonne indiquant dans quels chapitres les définitions sont utilisées	Les définitions ont fait l'objet d'une réécriture visant à les rendre synthétiques, autoportantes et transverses de façon à pouvoir être appliquées à l'ensemble des mécanismes. Un terme défini dans les Dispositions Générales apparaît systématiquement avec une majuscule dans l'ensemble des Chapitres où il est utilisé et se réfère à la même définition harmonisée. Dans quelques cas marginaux, un terme utilisé sans majuscule peut être un terme du langage courant semblable à un terme défini, mais qui revêt alors un autre sens.
EDF SA	0.A	Définition de l'Accord de participation : en pratique un acteur devra signer autant d'accords de participation que de mécanismes de marché auxquels il participe. Il serait bon de le préciser + préciser qu'il s'agit des Annexes des Dispositions Particulières	"Contrat conclu entre RTE et un Participant par lequel ce dernier s'engage à respecter les Dispositions Générales et les Dispositions Particulières d'un Chapitre des Règles de Marché. Chaque Accord de Participation est conforme au modèle joint en Annexe des Chapitres correspondants. Un Participant peut signer plusieurs Accords de Participation, correspondant chacun à un mécanisme de marché de l'électricité français."	RTE valide en partie cette proposition, sauf le passage "Un Participant peut signer plusieurs Accords de Participation, correspondant chacun à un mécanisme de marché de l'électricité français." - qui correspond à une disposition des règles et non à une définition.
EDF SA	0.A	Acteur d'Ajustement : Le Recouvrement des Charges d'Ajustement n'est plus dans le Chapitre relatif au Mécanisme d'Ajustement	"Accord de Participation aux Règles relatives au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement permettant de déposer des offres sur le MA".	RTE valide cette proposition.
EDF SA	0.A	Interconnexion, Programme d'Exportation, d'Importation : Exploitants de Système n'est plus défini		RTE confirme que le concept d'Exploitant de Système est défini dans l'Article 0.A "Gestionnaire de Réseau de Transport ou GRT ou Exploitant de Système". C'est la raison pour laquelle les majuscules sont conservées.
EDF SA	0.A	Garantie Bancaire : la définition est un peu trop légère et devrait renvoyer aux modalités définies dans les Chapitres	"Garantie bancaire à première demande s'inscrivant dans le cadre de l'article 2321 du Code civil. Les caractéristiques des Garanties Bancaires à respecter sont établies dans les Chapitres correspondants. "	RTE valide cette proposition.
EDF SA	0.A	La formulation proposée pour la définition de Guichet pourrait laisser entendre qu'il y a des guichets communs aux différents mécanismes de marché.	"Heure limite de soumission, de modification ou de retrait d'une Offre d'Ajustement, d'une Offre en Energie de Réserve Secondaire, d'une Offre de Capacité de Réserve Secondaire, d'une déclaration initiale ou Redéclaration de Programme ou des performances et contraintes techniques, d'envoi des Nominations Périodiques, Journalières ou Infra Journalières à partir de	RTE valide cette proposition.

			laquelle RTE examine celles-ci . Cette heure limite de soumission peut être définie indépendamment pour chaque mécanisme. "	
EDF SA	0.A	Incident de Paiement	"Défaut de paiement intégral des sommes dues par le Participant dans les délais prévus dans chacun des Chapitres. L'Incident de Paiement se caractérise notamment par sa durée, comptabilisée à partir du Jour de l'échéance de paiement inscrite sur la facture."	Le défaut de paiement, le cas échéant, survient dans le mécanisme auquel prend par le Participant. Il ne paraît pas pertinent de détailler davantage cette définition.
EDF SA	0.A	La définition de l'Offre d'Ajustement a été réduite mais la synthèse des états d'une offre était intéressante, elle devrait être retranscrite dans le Chapitre 2 directement. Même remarque pour la Redéclaration		Les états d'une Offre d'Ajustement correspondent à des modalités techniques et c'est pourquoi RTE les a supprimés dans la définition du terme "Offre d'Ajustement". Ces états correspondent plutôt à des statuts informatiques qui trouveraient plutôt leur place dans les Règles SI que dans le corps des Règles de marché. Par conséquent, RTE propose d'envisager de retranscrire ces états dans les Règles SI.
EDF SA	0.A	La définition de la Période de validité n'est pas suffisamment précise. De plus, le fond est modifié concernant les Offres d'Ajustement. Initialement, la Période de validité d'une Offre d'Ajustement ne considère que la validité de l'offre et non son engagement. L'engagement a été repris des règles SSYf.	Durée sur laquelle : - une Offre en Energie de Réserve Secondaire, soumise ou déposée, est valide et engageante; - une Offre d'Ajustement est valide.	RTE propose la modification suivante : "Durée sur laquelle une offre soumise ou déposée est valide et, le cas échéant , engageante.", de manière à la garder suffisamment générique pour s'appliquer à l'ensemble des mécanismes.
EDF SA	0.A	La définition de la Période de livraison n'est pas suffisamment précise. Notamment, il est nécessaire de préciser que cette notion ne s'applique qu'aux offres de capacités de réserve.	Plage de temps sur laquelle porte une Offre de Capacité de Réserve Secondaire.	Cette définition a été rédigée pour être applicable sur les différents mécanismes de marché et n'est pas restreinte aux seules Offres de Capacité de Réserve Secondaire. RTE propose de la conserver dans sa forme actuelle.
EDF SA	0.A	Le PMP n'est pas défini suivant la tendance du système mais à chaque pas de temps en fonction des ajustements hausse et baisse	Prix moyen des Offres d'Ajustement activées dans un sens, pondéré par leurs volumes, pour le Pas de Règlement des Ecarts considéré selon la Tendance du système électrique français	Le PMP ne dépend pas uniquement des offres d'ajustement mais de l'ensemble des offres d'énergie d'équilibrage. La définition a été mise à jour en conséquence.
EDF SA	0.A	La définition Règlement Electricité n'a pas été reprise dans les Conditions Générales proposées. Elle est pourtant utile pour le cadre juridique européen, à la fois des règles SSYf et des règles RR/RC.		RTE valide cette proposition et réintroduit la définition de ce Règlement dans les Dispositions Générales.
EDF SA	0.A	Certaines définitions ont disparu alors que toujours employées soit en majuscules soit la terminologie est trop vague pour ne pas être définie : - Demande De Participation : la définition a disparu alors que le terme est toujours employé dans le Chaptire 1 et 2 - Programmation : la définition a disparu alors que le terme est toujours employé dans le Chaptire 1 - Influencement Asynchrone : le terme est toujours utilisé dans le Chapitre 1 et peut paraître obscure sans définition. La notion devrait être a minima précisée dans l'Article 1.I.3.2.4.		Concernant "Demande de Participation", les occurrences de cette expression contenant encore des majuscules ont été corrigées dans les Chapitres 1 et 2. Concernant "Programmation", ce terme a été remplacé par "Dispositif de Programmation". Concernant "Influencement Asynchrone", la

				définition a été précisée à l'Art. 1.I.3.2.4. dans le Chapitre 1.
EDF SA	0.A	Certaines définitions apportent peu de valeur ajoutée car les termes sont facilement compréhensibles et ne sont pas associés à un concept structurant des mécanismes de marché : - Acteur : redondant avec Participant et acteur sans majuscule peut signifier autre chose dans les CP (justement "qui n'est pas encore Participant" dans le Chapitre 4) - Contrepartie : possible de l'utiliser sans majuscule comme dans l'article 4.H.6 - France : la précision pourrait être apportée dans le corps des CG. De plus, la restriction à la métropole continentale constitue davantage une exigence qu'une simple précision - Gestionnaire de Réseau : GRT et GRD existent déjà - Réseau : RPT et RPD existent déjà		Ces définitions sont à conserver car elles sont utilisées dans d'autres mécanismes, qui seront prochainement intégrées aux Règles de Marché harmonisées (Règles Import/Export notamment).
EDF SA	0.A	Certaines définitions pourraient être généralisées à d'autres mécanismes. Par exemple : - Engagements Initiaux/Retirés/Supplémentaires : d'après la définition, le concept pourrait également s'appliquer aux SSYf - Mode Secours : tel qu'il est défini, ce concept devrait s'appliquer à tous les mécanismes de marché (par ex les majuscules pourraient être employées à l'article 4.H.4.3.4 ou 4.J.5). Si l'objectif est de faire référence à une notion plus précise, alors le préciser dans l'intitulé et dans la définition - Produit Standard : pas utilisé dans le Chapitre 4 alors que l'aFRR en est un. Il serait utile de mentionner à l'article 4.G.2 - Critères d'Aptitude pour le Réglage Secondaire de fréquence, que la FAT est imposée par la définition du Produit Standard - Type de Réserve : pas utilisé dans les règles RR/RC mais largement employé dans les règles SSYf.	Eventuellement étendre les concepts définis à d'autres Chapitres lorsque c'est cohérent. Sinon préciser davantage dans le libellé du terme défini le cadre d'application.	RTE étudiera la possibilité d'appliquer ces définitions dans une prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	0.B	Les dispositions générales ne traitent pas que de modalités juridiques (également indicateurs, FT...). De plus, en l'état le préambule ne permet pas de savoir quels autres mécanismes de marché sont au format harmonie donc soumis à ces CG. Etant donné la période transitoire de plusieurs années avant que toutes les règles passent au format Harmonie, il serait utile pour les acteurs de préciser ici le nombre de chapitres CP à prendre en compte.	"Les présentes Dispositions Générales des Règles de Marché définissent les modalités juridiques, techniques et financières des Règles de Marché"	Cette proposition a été prise en compte de la manière suivante : "Les présentes Dispositions Générales des Règles de Marché définissent les modalités juridiques et, le cas échéant, techniques et financières, des Règles de Marché ".
EDF SA	0.D Révision	Pourquoi ne pas mutualiser la description des modalités de révision de chaque Chapitre ici, puisque les textes sont quasiment des copiers-collers pour les Chapitres 1 à 4 ? Est-ce que les modalités de révisions sont différentes pour d'autres jeux de règles marché ?		RTE ne peut pas mutualiser les modalités de révision dans les Dispositions Générales parce que tous les mécanismes ne suivent pas le même processus de concertation / approbation.
EDF SA	0.D Révision	Coquille	Celles-ci ou celui-ci qui continueront à produire tous ses effets entre les Parties, en intégrant les modifications	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.

			intervenues dans leur/sa version révisée, de publiée sur le Site Internet de RTE.	
EDF SA	0.E Responsabilité	EDF remarque que la rédaction de cet article a sensiblement changé par rapport aux jeux de règles existants, induisant un changement de fond alors que ce n'est pas le lieu de cette consultation. - la mention explicite aux GRD n'a pas été reprise : est-ce que RTE confirme que les GRD restent des Parties ? - Au 2ème paragraphe, RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparait pas opportune étant donné que la nature des dommages sera de toute façon identifiée au cas par cas. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose une reformulation - EDF estime que les exigences demandées pour la 1ère Notification des dommages subis sont trop contraignantes et illégitimes : il sera quasiment impossible de fournir, sous 10 jours, des pièces justifiant du dommage subi ainsi qu'une estimation détaillée du montant du préjudice. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose de rester sur un cadre plus libre, comme dans les règles actuelles. - L'envoi des élements justificatifs devra se faire dans un second temps de manière coordonnée avec l'envoi de l'estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir.	"Aucune Partie n'est responsable vis-à-vis d'une autre Partie (i) des dommages indirects ou uniquement potentiels, incluant notamment toute perte d'exploitation, de production, de profit ou de revenu, perte de chance, sauf cas de fraude, faute lourde ou manoeuvre dolosive" "Toute Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et au plus tard dans un délai de 30 Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. Cette Notification doit indiquer la nature des dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation."	Concernant le commentaire : « *RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparait pas opportune étant donné que la nature des dommages sera de toute façon identifiée au cas par cas. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose une reformulation »,* RTE indique souhaiter conserver la clause initialement proposée par RTE dans le cadre du projet Harmonie. A propos du commentaire : « *(...) la mention explicite aux GRD n'a pas été reprise : est-ce que RTE confirme que les GRD restent des Parties ?(...) »,* RTE souhaiterait rappeller qu'un GRD n'est pas une partie à un accord de participation signé entre RTE et un participant. Le GRD peut être partie à un contrat en annexe d'un chapitre (par exemple le contrat entre un RE et un GRD dans le cadre du chapitre relatif au dispositif de responsable d'équilibre). RTE précise que les responsabilités des GRD en application des règles résultent de leurs missions de service public, notamment celles relatives au dispositif de comptage des sites RPD. Enfin, dans le cas du commentaire d'EDF indiquant : « (…) *il sera quasiment impossible de fournir, sous 10 jours, des pièces justifiant du dommage subi ainsi qu'une estimation détaillée du montant du préjudice. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose de rester sur un cadre plus libre, comme dans les règles actuelles.- L'envoi des élements justificatifs devra se faire dans un second temps de manière coordonnée avec l'envoi de l'estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir. »* , RTE entend l'argument d'EDF et propose l'adaptation du texte suivante : "*Toute Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et au plus tard dans un délai de 10 Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. Cette Notification doit indiquer (i) la nature des*

				*dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation, (ii) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (i**~~ii) toute copie des documents justifiant du dommage subi~~ des éléments justifiant du dommage subi** et (iv), dans la mesure du possible, une estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir. A compter de la réception de cette Notification, la Partie récipiendaire disposera d'un délai de 30 Jours Ouvrés afin de se prononcer sur les demandes formulées dans ladite Notification. »*
EDF SA	0.E Responsabilité	Le caractère libératoire des indemnités SSY, existant dans les Règles SSY fréquence en vigueur, est absent de cet article et du chapitre 4. Le caractère libératoire pour les abattements et pénalités est précisé au 4.M.4 mais mériterait d'être également mentionné au 0.E. De plus, par cohérence il serait bon d'avoir la même précision pour les autres pénalités de chaque mécanisme, par exemple les pénalités liés au Mécansime d'Ajustement	Ajouter un paragraphe "Les Indemnités, Pénalités et Abattements payés par les Participants à RTE, conformément aux Articles 4.M.3 et 4.M.4, et les pénalités payés par les Participants à RTE, conformément à l'Article 2.M.7 revêtent un caractère libératoire."	RTE valide cette proposition. Le paragraphe suivant a été ajouté : "Les Indemnités, Pénalités et Abattements payés par les Participants à RTE, ainsi que les Pénalités payées par les Participants à RTE, revêtent un caractère libératoire". Les renvois aux Chapitres 2 et 4 ont été supprimés pour éviter qu'ils ne deviennent caduques en cas de révision.
EDF SA	0.H Force majeure	L'article Force majeure proposé est sensiblement différent de celui existant dans les actuelles règles SSY fréquence, induisant un changement de fond alors que ce n'est pas le lieu de cette consultation. Encore une fois, les exigences concernant l'invocation de la force majeure sont trop contraignantes. Il est illusoire de penser pouvoir fournir "les preuves satisfaisantes au regard de l'existence d'un évènement de force majeure" sous 14 jours. EDF est défavorable à cette évolution.	Proposition de reformulation pour l'alinéa 2 de l'article 0.H : "La Partie qui invoque un événément de force majeure (la Partie Invocante) envoie à l'autre Partie, dans les meilleurs délais et dans un délai maximum de 15 Jours Ouvrés à compter de la connaissance dudit événement, une Notification exposant, autant qu'il est possible à ce stade, la nature de l'événement de force majeure qui l'affecte, la date de début de l'événement, ses circonstance et sa date de fin probable, ses effets sur l'exécution de ses obligations contractuelles, ainsi que les mesures et actions prises et envisagées pour minimiser sa durée et ses effets."	RTE remercie EDF pour cette proposition. RTE souhaite conserver la clause telle que proposée initialement par RTE à l'occasion du projet Harmonie. En effet, compte tenu des conséquences de la Force Majeure : suspension des obligations du contrat et exonération de la responsabilité des parties, il est nécessaire qu'elle soit démontrée par la partie qui s'en prévaut. Cependant RTE accepte d'indiquer 14 Jours Ouvrés en lieu et place de 14 Jours dans le cadre de la clause de Force Majeure.
EDF SA	0.I.3.1	Les règles SSYf actuelles évoquent également que RTE informe les RR du moment où le calcul des bilans de réserve reprend.	Compléter l'article en reprenant les dispositions de l'article 18.3.1 des Règles SSY fréquence.	RTE valide cette proposition. Le terme puissance offerte a été remplacé par Puissance Maximale Offerte.
EDF SA	0.I.3.2	La notion de fournisseurs de service d'équilibrage n'est pas définie dans les Dispositions Générales. Utiliser plutôt les notions d'Acteur d'Ajustement et de Responsable de Réserve ou bien ajouter la définition au 0.A.		RTE valide cette proposition, le terme "fournisseurs de services d'équilibrage" est remplacé par "Acteurs d'Ajustement, Responsables de Réserve".
EDF SA	0.I.4	Le dernier paragraphe précise que les coordonnées des parties sont précisées dans l'accord de participation alors que les modèles des accords (par exemple l'annexe 4.A1) ne contiennent pas d'article sur ce point. De plus, les accords de participation n'ayant	Le plus efficace pour que RTE informe les acteurs serait d'abord une publication REMIT, puis un message adressé aux différentes listes de diffusion de la CAM.	RTE prend note de cette proposition qui nécessite d'être concertée au préalable.

		pas vocation à être signés régulièrement, il y a un risque important que les contacts ne soient plus à jour.		
EDF SA	0.J.	EDF propose un complément.	En cas de différend, portant sur la conclusion, l'interprétation, la résiliation ou l'exécution l'Accord de Participation, de ses avenanants et/ou des Règles.	RTE valide et implémente cette proposition dans les Dispositions Générales. En effet, ces précisions figurent déjà dans les règles SSY actuelles.
EDF SA	0.N.2	Coquille	La transmission d'une information confidentielle par une Partie une n'implique aucune cession ou concession d'un quelconque droit sur les informations communiquées au profit de la Partie destinataire, en dehors de ce qui est prévu dans un Chapitre.	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	0.FT1	Il est difficile de se retrouver dans cette fiche technique.	Il serait utile d'ajouter, par exemple au début de l'article, un tableau indiquant les paragraphes applicables selon le type d'entité. Par exemple, il serait utile de souligner que l'article 0.FT1.3 n'est pas applicable aux EDR et peut donc être ignoré par les participants qui sont seulement RR.	RTE remercie EDF pour cette proposition et va étudier la possibilité de faire évoluer la fiche technique concernée dans une future version des Dispositions Générales.
EDF SA	0.P	Les indicateurs initialement dans la section 1 des règles MA-RE ont été dispatchés dans différents Chaptires. Il semble logique d'avoir placé le PMP, le PME et la tendance du système dans le Chaptire 0 puisque ces indicateurs concernent plusieurs mécanismes. En revanche, cela compléxifie la compréhension des indicateurs, leur complétude et la détection de leur existence.	Ces indicateurs pourraient faire l'objet d'une fiche technique dédiée.	RTE remercie EDF pour cette proposition et va étudier la possibilité de créer une nouvelle fiche technique dédiée dans une future version des Dispositions Générales.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.	Cohérence : ventilation du réalisé à maille EDx-> Site Ce calcul a été déplacé dans FT1 pour le versement fournisseur sur MA/NEBEF, mais est resté dans 4.M.2.2 pour SSY Par cohérence, il faudrait reprendre également 4.M.2.2 dans FT1		RTE ne valide pas cette proposition car le calcul des énergies de réglage à la maille site concerne tous les types de sites et non uniquement le soutirage. Par conséquent, il n'est pas pertinent de localiser ce calcul dans la fiche technique spécifique aux sites de soutirage.
ENEDIS / ADEEF	0.A	Fond : Dans le cadre de cette première étape d'Harmonie, RTE propose également une révision des définitions, l'ADEEF réagit sur certaines de ces évolutions	Acteur (Cette définition semble reprise des règles NEBEF, où elle est utilisée dans un sens proche de « Parties »): supprimer la mention aux gestionnaires de réseau, pour restreindre aux acteurs de marché Barème forfaitaire : définition restreinte à NEBEF, élargir ? Clé de répartition par fournisseur : étendre à EDR ? Congestion : élargir au RPD (cf introduction de notion « flex réseau » dans les règles v11) Consommation Ajustée : « selon le modèle de versement appliqué » -> faire explicitement référence au modèle corrigé Ecart RE : à mettre en cohérence avec EBGL/ISH (position/volume alloué/correction des déséquilibres) ? RR : attention, 3 acceptions possibles (Responsable de réserve, Réserve rapide, Replacement reserve)	Acteur : cette définition doit rester telle quelle afin d'être pertinente pour les Règles Import-Export. Barème forfaitaire : RTE valide cette proposition. Clé de répartition par fournisseur : sera pris en compte dans une future version des Règles de Marché. Congestion : RTE valide cette proposition. Consommation Ajustée : RTE valide cette proposition. Ecart RE : la définition existante est satisfaisante dans sa forme actuelle. RR : L'acronyme "RR" sera utilisé uniquement pour le terme défini, à savoir "Réserve Tertiaire Complémentaire ou Réserve Complémentaire ou Replacement Reserve (RR)".
ENEDIS / ADEEF	0.FT	Cohérence : A ce stade, NEBEF ne s'insère pas dans la démarche « Harmonie » : il faut donc		En attendant l'intégration du Chapitre NEBEF dans les Règles de Marché harmonisées, RTE ajoutera

		- Soit retirer les dispositions relatives à NEBEF - Soit préciser que les fiches techniques transverses ne s'appliqueront à NEBEF qu'à partir d'une date ultérieure		une mention dans les FT1 et FT2 précisant que celles-ci ne sont pas encore applicables au mécanisme NEBEF.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.1.1	Erreur/coquille saut de ligne/titre du paragraphe		RTE a réalisé la correction et remercie ENEDIS / ADEEF pour cette observation.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.2 0.FT1.3.3	Cohérence : clé de répartition pour la ventilation du volume EDx/site : deux rédactions différentes pour MA et NEBEF, qui pourraient être fusionnées (+ cf remarque supra sur l'insertion de NEBEF dans Harmonie : ne pas reprendre 0.FT1.3.2 à ce stade ?)		Il est prévu que la formulation des calcul de répartition pour le MA et pour NEBEF soit mis en cohérence lors de l'intégration du chapitre NEBEF aux règles de marché harmonisées.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.3.2.	A quel chapitre des règles ces clés de répartition par " catégorie d'effacement " sont-elles utilisées ?		Ces clés de répartition sont issues des Règles MA (Section 1).
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.4	Erreur : La transmission par RTE au GRD du volume réalisé par site s'inscrit dans la « consommation ajustée » du « modèle corrigé » : à déplacer au niveau de FT1.4 (modèle corrigé) + Prévoir un renvoi vers 3.R.2.6.1		L'Article 0.FT1.4 concerne l'ensemble des Sites au Modèle de Versement Corrigé, donc il ne semble pas opportun d'y déplacer l'Article 0.FT1.3.4, qui ne concerne que le cas des Sites RPD. Le renvoi vers le Chapitre 3 existe déjà dans l'Art. 0.FT1.4.
ENEDIS / ADEEF	3.R.2.6.1	Erreur de renvoi : Calcul de la « consommation ajustée » des sites au modèle corrigé - données reçues de RTE : faire référence également à 0.FT1.3.4 /FT1.4		Les renvois ont été corrigés.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.5	Erreur : Envoi des courbes de charge par le GRD : il n'y a pas d'envoi spécifique par le GRD lié à l'application du versement (objet de FT1), le versement s'appuie sur les résultats du contrôle de réalisé (2.L.4 ou FT2), lequel s'appuie sur les données GRD -> supprimer ce § 0.FT1.3.5, ou renvoyer au contrôle de réalisé		RTE valide cette proposition et applique ces corrections.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.	Cohérence : - la valeur du pas de contrôle est décrite en 2.L.1 et NEBEF 2.3.7 -> prévoir soit un renvoi, soit valeur du pas de temps à préciser explicitement dans FT2 - la transmission des données GRD est restée en 2.L.2.2		RTE valide la proposition de réintroduction du premier renvoi. En revanche, la transmission des données GRD n'a pas sa place dans les Fiches Techniques.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.1.3.	Erreur/coquille : saut de ligne/titre du paragraphe		RTE valide cette proposition et applique ces corrections.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.1.4	Erreur de renvoi : conditions d'appartenance d'un site simultanément à EDA/EDE : outre renvoi au chapitre 2 (MA), également renvoyer aux règles NEBEF Cohérence : ce passage sur simultanéité MA-NEBEF pourrait être regroupé comme les autres dans FT2.6		Concernant la proposition liée à la cohérence, cet Article concerne la méthode rectangle simple. Il a été déplacé en 0.FT2.1.3.3 pour entrer dans les cas particuliers de cette méthode.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4.1 0.FT2.5.1	Erreur : Méthode par prévision/historique – homologation : la formulation laisse entendre une homologation conjointe MA+NEBEF, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui -> à clarifier		Une précision indiquant que les homologations pour NEBEF et pour le Mécanisme d'Ajustement sont différentes, a été ajoutée.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4 0.FT2.5	Erreur : Homologation / délai de réponse et délai de carence : la formulation reprise est celle des règles NEBEF (différent de MA) Cohérence : le texte étant désormais commun, mentionner systématiquement OE/EDE et AA/EDA (cf remarque supra sur l'insertion de NEBEF dans Harmonie)		Concernant le délai de réponse, celui-ci a été concerté durant les GT MA pour s'aligner sur les Règles NEBEF. RTE valide la proposition concernant la mise en cohérence OE/EDE et AA/EDA.

ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4.2	Erreur : Mention à capa minimale à capa maximale depuis 01/2023		RTE a réalisé la correction et remercie ENEDIS / ADEEF pour cette observation.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4.3 0.FT2.5.4	Erreur : Pas de temps applicable : attention seules les modalités NEBEF sont reprises ici, le pas de temps est différent sur MA (actuel 4.5.2.2.3.2 / 4.5.2.2.4.3)		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.5.2	Erreur : l'envoi des CDC par le GRD à RTE 10j après la demande d'homologation à la méthode par historique de consommation n'a plus lieu d'être depuis la simplification de l'homologation initiale (redondant avec passage plus bas, décrivant envoi des CDC dans le processus courant S+1)		RTE a réalisé la correction et remercie ENEDIS / ADEEF pour cette observation.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.6.1.2. 0.FT2.6.2.2 0.FT2.6.3.2	Forme : Activation simultanée MA-NEBEF : Mettre des « puces » pour mieux différentier les traitements appliqués à chaque méthode ? Préciser explicitement que le dernier alinéa s'applique également à prévision/historique ? (actuels 7.2.4.5 et 7.2.5.6 NEBEF)		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.6.2.1.	Erreur : Activation simultanée MA-NEBEF, l'actuel 4.5.2.2.5.1.1 des règles MA (repris en 2e partie) ne s'applique que si intersection >90% Forme : Historique conso peu visible à la fin du 2e alinéa		RTE valide cette proposition.
ENGIE SA		Section 0.A : la partie défnitions est assez lourde. Ne devrait-elle pas faire l'objet d'un document à part ? Il faut aller en page 42 pour commencer à lire les Dispositions Générales. Ou ne peut-on pas renvoyer vers un lien Web de type dictionnaire ?	Glossaire à part	Les définitions ont été regoupées dans les Dispositions Générales et font partie intégrantes des Règles, il n'est pas possible de les sortir dans un document externe.
ENGIE SA		Section 0.A : il manque des traits pour séparer les différents termes (ex : page 4)	Mise en forme	Il s'agit d'un artefact visuel dû à la compression des fichiers PDF qui a dû être réalisée pour publier sur le site concerte.fr. Les tableaux sont correctement formatés dans la version Word et le seront également lors de la publication finale des Règles.
ENGIE SA		Section 0.A : il y a beaucoup d'info dans les définitions. En soit, ce n'est pas un problème. Mais attention à bien penser à les mettre à jour (ex : PA au pas 5, 15, 30. Bientôt uniquement 5 ou 15). En cas d'incohérence avec le corps du doc, qui fait foi ?	Pas vraiment de proposition mais point de vigilance.	Les définitions ont fait l'objet d'une réécriture visant à les rendre synthétiques et autoportantes. RTE prend note de cette remarque et veillera à assurer la mise à jour des définitions pour assurer la cohérence entre les Dispositions Générales et les différénts Chapitres. Si tel n'était pas le cas, ce sont les Dispositions Particulières des différents Chapitres qui priment sur les définitions des Dispostions Générales.
ENGIE SA		Je suis un peu gêné par le rattachement des deux FT (FT1 et FT2) aux Dispositions Générales. A première lecture, ça surprend un peu, on ne comprend pas trop ce qu'elle font là. N'est-ce pas plus pertinent côté MA ou NEBEF ?	Rattachement des FT1 et FT2 côté NEBEF ?	Ces fiches techniques transverses ont été rattachées aux Dispositions Générales parce qu'elles sont concernent à la fois le MA, les SSYf et NEBEF.
ENGIE SA		Idem pour l'annexe A2 : N'est-ce pas plus pertinent côté effacement ? (donc MA ou NEBEF)	Rattachement A2 côté NEBEF ?	L'annexe A2 a été rattachée aux Dispositions Générales parce qu'elle peut s'appliquer à la fois au MA, aux SSYf ou à NEBEF.

2.A2. RETOURS TRANSVERSES A L'ENSEMBLE DES CHAPITRES

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
EDF SA	X.M	Concernant le chapitre 4, le titre de l'article 4.M n'est pas suffisamment explicite car il n'indique pas qu'il contient également les pénalisations financières. De plus et de façon générale, il n'est pas si logique que cela de rassembler rémunération et pénalité dans le même article, alors que finalement les deux mécanismes sont indépendants l'un de l'autre. Distinguer rémunération pour capacité et énergie d'une part, et "conséquences" pour capacité et énergie d'autre part dans un sous-chapitre distinct aurait deux avantages : retrouver plus facilement les éléments concernant les "conséquence" et alléger l'article M (la partie contrôle de performance étant assez longue pour SSYf et pour RR/RC). NB : Trouver un terme générique et défini pour la notion de "pénalités" serait bénéfique.	EDF recommande de créer un nouvel article dédié aux "conséquences", c'est-à-dire indemnité, abattement, pénalité, écart selon les mécanismes. Il est souhaitable de maintenir le regroupement capacité et énergie.	RTE remercie EDF pour cette proposition. A ce stade, RTE ne juge pas pertinent de créer un article dédié aux conséquences financières. L'article "valorisation" doit s'entendre au sens de "quantification économique des rémunérations et des montants facturables". Il permet de regrouper toutes les dispositions relatives à la valorisation des capacité et des énergies.
EDF SA	Accentuation des titres d'articles	Dans la version proposée, il est moins aisé de repérer rapidement les titres de sous-paragraphes, bien que le retrait soit un ajout positif.	EDF recommande de laisser les sous-sous paragraphes en gras (niveau 4.X.X.X)	RTE valide cette proposition.
EDF SA	Suppression des noms des applications SI	RTE propose de supprimer toute référence nominative aux applications SI. Cela permet d'avoir une rédaction plus générique. Cependant, cela complique la prise en main des règles.	Il serait utile d'avoir un tableau récapitulatif de toutes les applications SI utilisées et de leur fonction sur le site de RTE, avec des références vers les articles des Règles marché et des Règles SI pertinents. La page https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/applications-marches.html peut remplir cette fonction mais n'est pas très bien référencée. Le lien pourrait être mentionnée dans la définition du Système d'Information.	RTE a supprimé les noms d'applications pour éviter les adhérences avec les Règles de Marché. L'URL mentionnée liste déjà ces applications marché sur le portail services de RTE. Il peut d'avérer fragile d'ajouter une URL dans les Règles de Marché car cette dernière peut être amenée à évoluer.
EDF SA	Accords de participation	Les accords de participation des 4 mécanismes ne sont pas homogènes en particulier l'Objet pour la programmation vs les autres mécanismes et concernant la hiérarchisation des documents contractuels.	Aligner l'Objet de l'accord de Participation de la Programmation avec les 3 autres mécanismes et aligner la hiérarchie des documents contractuels de la Programmation avec les 3 autres mécanismes (L'ordre est cité dans un second paragraphe et les pièces jointes ne sont pas au même niveau que l'accord lui même)	RTE valide cette proposition. La formulation des Articles "Objet" des Accords de Participation des Ch. 1, 2, 3 et 4 a été harmonisée.
ENEDIS / ADEEF		L'ADEeF partage les constats quant à la complexité progressivement atteinte par les règles de marché, et soutient la démarche d'harmonisation. Cette première étape de mise en cohérence du plan/organisation des différentes règles pose un cadre qui permettra, à l'occasion des prochaines évolutions des règles, d'approfondir l'harmonisation « sur le fond ». En particulier, les évolutions successives ont conduit à des traitements spécifiques selon les mécanismes, ce qui génère des complexités et	• La première étape d'Harmonie porte comme annoncé sur les Règles et Services Système. A ce stade, les règles NEBEF n'entrent pas dans la démarche or l'ADEeF constate des dispositions relatives à NEBEF. Dans un souci de cohérence, il convient soit de retirer lesdites dispositions soit de préciser que les FT1 et FT2 ne s'appliqueront à NEBEF qu'à partir d'une date ultérieure. • Pour les prochaines évolutions des règles, l'ADEeF	En attendant l'intégration du Chapitre NEBEF dans les Règles de Marché harmonisées, RTE ajoutera une mention dans les FT1 et FT2 précisant que celles-ci ne sont pas encore applicables au mécanisme NEBEF. RTE étudiera la demande de créer une fiche

		des surcouts opérationnels/SI. Certaines dispositions pourront donc être aménagées dans un objectif de cohérence entre mécanismes. L'ADEeF accueille favorablement le principe de "factoriser" les dispositions communes entre mécanismes dans des « fiches techniques transverses » (FT1 versement fournisseur, FT2 contrôle de réalisé), dans le but de faciliter la lecture des règles et d'aller vers davantage de cohérence entre mécanismes. A noter, compte tenu du volume documentaire de la présente consultation et des réagencements de chapitres, il n'a pas été possible de vérifier de façon exhaustive la nouvelle rédaction. L'ADEeF formule les remarques détaillées suivantes sur le projet de règles. Afin d'en faciliter la lecture, ces dernières sont identifiées en 3 catégories : Fond, cohérence, erreur/coquille.	souhaite instruire la possibilité d'étendre ce principe à la gestion des périmètres. Cette gestion reste en effet dispersée dans chacun des chapitres avec un enjeu de lisibilité et d'harmonisation/simplification sur les conditions et contrôles croisés entre mécanismes (à titre d'illustration, les critères sur les liaisons EDE/EDA/EDP/EDR sont répartis entre les articles 1.F.2, 2.F.2.4, 4.F.2.1/4.F.2.3/4.M.5/4.S.5, NEBEF)	technique transverse concernant la gestion des périmètres.
ENGIE SA		Numéro de page dans les sommaires : certains numéro de page ne sont pas alignés à droite.	Aligner les numéros de page dans les sommaires	RTE remercie ENGIE pour cette remarque et prend en compte la demande de mise à jour des sommaires.
ENGIE SA		Les annexes manquent d'homogénéité (dans leur forme)	Peut-être hors cadre Harmonie, mais les annexes sont assez hétérogènes et compliquées à remplir pour les acteurs (usage du copier/coller pour faire des PDF, avec souvent perte de mise en forme, etc…)	RTE prend note de cette remarque pour améliorer l'homogénéité des annexes et simplifier leur saisie dans la prochaine version des règles de marché.
ENGIE SA		Entrée en vigueur différée : ne faut-il pas éclairer davantage les lecteurs ? Ex : comment sont communiquées ces dates, ou trouver la meilleure prévisions (autre que dans les rapports de saisine). L'idéal serait peut-être un pointeur vers un lien Web facile à mettre à jour par RTE (il y a bien des liens hypertextes dans la partie SSYf)	Lien vers page Web dédiée	RTE va étudier la possibilité de publier les dates pivot sur une page du portail services de RTE et a minima de diffuser un tableau de suivi dans le cadre de chaque GT. En revanche, il est préférable d'éviter d'introduire des liens Web dans le corps de texte des règles car ces derniers sont susceptibles de devenir obsolètes en cas de changement d'URL.
ENGIE SA		Plutôt que d'affecter systématiquement les lettres à des chapitres donnés, ne peut-on pas uniquement s'astreindre à utiliser systématiquement le même libellé, indépendamment de la lettre associée ? Ça allegerait un peu le sommaire qui est le point d'entrée du document et qui doit être lisible. Rien que pour les règles de Programmation, il y a 6 paragraphes sur 18 qui sont sans objet (sans que cela soit mentionné dans le sommaire). Pour avoir fait l'exercice, quand on navigue dans un sommaire, on recherche plutôt un mot clef qu'une lettre de chapitre. D'où cette idée de titre "standard" mais uniquement lorsque c'est pertinent.	Tittres standards (avec respect d'un certain ordre) mais pas de lettre de chapitre dédiée. Ne pas avoir de chapitre si pas pertinent pour le document.	La numérotation standardisée des articles permet de pouvoir se repérer grâce à une arborescence hiérarchisée de façon homogène entre les chapitres. Ce principe introduit une part de rigidité mais son côté matriciel permet de plus rapidement référencer, comparer et identifier des articles similaires de façon transverse. RTE propose d'étudier la possibilité de "masquer" les articles sans objet pour améliorer la lisibilité.
ENGIE SA		Numéro de page en bas de page : parfois à droite, parfois à gauche : un peu perturbant. Utile lorsqu'on en fait un livre relié mais est-ce fréquent ?	Tout aligner en bas à droite	Cette mise à page est nécessaire pour une édition de type livret en impression recto/verso.

ENGIE SA		Les sommaires n'ont pas toute la même forme (ex : sommaire des Dispositions générales et sommaire Annexe 12 des SSYf.	Harmoniser la police	La police des sommaires a été uniformisée, en particulier les sommaires figurant dans les annexes SSYf.

2.A3. RETOURS RELATIFS AU CHAPITRE 1 « DISPOSITIF DE PROGRAMMATION »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
EDF SA	1.C.3	4. un (1) mois + 5. d'un 1 mois	1 mois	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	1.F.3	Les démarches d'évolution du périmètre de programmation et les démarches d'évolutions des entités de programmation devraient être dans des paragraphe distincts pour facilier la recherche des actions à mener pour le Participant et la compréhension.		Les modalités d'évolution du périmètre de programmation et celles des EDP sont liées, ce qui justifie de les regrouper dans un même Article.
EDF SA	1.I.	Il semblerait plus logique d'évoquer la programmation au sens large avant d'évoquer les cas spécifique de la participation au SSYF et MA.		Le préambule 1.A. introduit déjà le dispositif de programmation. Il ne semble donc pas utile de réintroduire ces généralités à l'Art. 1.I.
EDF SA	1.I.1.1. et 2	"Au titre des obligations du Chapitre 2 qui portent sur son rôle d'Acteur d'Ajustement, le Responsable de Programmation programme la puissance active de l'EDP ou des EDP constitutive(s) de chaque EDA du périmètre de l'Acteur d'Ajustement". -> La nouvelle formulation donne l'impression que si le participant est RP, il doit forcément être AA, alors que l'obligation porte dans l'autre sens dans le cas des EDA injection RPD et RPT	Remplacer par "Lorsque le Responsable de Programmation est également Acteur d'Ajustement, alors, au titre des obligations du Chapitre 3, la puissance active de l'EDP ou des EDP constitutive(s) de chaque EDA du périmètre de l'Acteur d'Ajustement."	RTE prend en compte la demande de clarification et propose la formulation suivante : "Conformément aux obligations du chapitre 2 qui imposent à un Acteur d'Ajustement d'exercer un rôle de Responsable de Programmation, lorsque le Responsable de Programmation est également Acteur d'Ajustement, il programme la puissance active de l'EDP ou des EDP constitutive(s) de chaque EDA de son Périmètre d'Ajustement".
EDF SA	1.I.1.1. et 2	"Au titre des obligations du Chapitre 4 qui portent sur son rôle de Responsable de Réserve, le Responsable de Programmation programme les Réserves Primaire et Secondaire des EDP ou EDP Soutirage constitutives de chaque EDR du périmètre du Responsable de Réserve." -> La nouvelle formulation donne l'impression que si le participant est RP, il doit forcément être RR, alors que l'obligation porte dans l'autre sens	Remplacer par "Lorsque le Responsable de Programmation est également Responsable de Réserve, alors, au titre des obligations du Chapitre 4, il programme les Réserves Primaire et Secondaire des EDP ou EDP Soutirage constitutives de chaque EDR du périmètre du Responsable de Réserve."	RTE a pris en compte la demande de clarification et propose la formulation suivante : "Conformément aux obligations du chapitre 4 qui imposent à un Responsable de Réserve d'exercer un rôle de Responsable de Programmation, lorsque le Responsable de Programmation est également Responsable de Réserve, il programme les Réserves Primaire et Secondaire des EDP ou EDP Soutirage constitutives de chaque EDR de son Périmètre de Réserve."
EDF SA	1.I.1.1.	Lorsqu'une EDP n'est pas constitutive d'une EDA, cette programmation permet à RTE de mobiliser une puissance disponible en cas d'insuffisance d'Offres d'Ajustement sur le Mécanisme d'Ajustement. Le Responsable de Programmation déclare également les performances et les contraintes techniques des Groupes de Production et des Sites de Stockage Stationnaires des EDP de son Périmètre de Programmation. Est-ce vraiment dans ce seul objectif que les programmes sont envoyés à RTE ?	Cette précision ne semble pas nécéssaire	Ce paragraphe s'inscrit dans un article faisant le lien entre la Programmation et le Mécanisme d'Ajustement et n'a pas vocation à lister tous les usages que RTE fait des Programmes d'Appel reçus (dont l'anticipation du déséquilibre et de la sécurité du réseau font également partie). Il est à lire en regard de la phrase qui précède, décrivant le cas

				des EDP constitutives d'EDA. Pour ces raisons, RTE propose de laisser cette précision.
EDF SA	1.I.2.4.	Si l'incohérence est détectée en J-1 après l'HLAR et avant 23h, : le Responsable de Programmation et RTE conviennent soit : o de la nécessité pour le Responsable de Programmation de renvoyer informatiquement vers RTE dans les plus brefs délais le fichier de Programme d'Appel intégrant la correction. Le Responsable de Programmation s'engage à ne modifier dans ce fichier que le Programme d'Appel de l'Entité de Programmation sur laquelle l'anomalie a été détectée ; o soit de corriger l'anomalie au prochain guichet infrajournalier de 23h	Si l'incohérence est détectée en J-1 après l'HLAR et avant 23h, : le Responsable de Programmation et RTE conviennent : o soit de la nécessité pour le Responsable de Programmation de renvoyer informatiquement vers RTE dans les plus brefs délais le fichier de Programme d'Appel intégrant la correction. Le Responsable de Programmation s'engage à ne modifier dans ce fichier que le Programme d'Appel de l'Entité de Programmation sur laquelle l'anomalie a été détectée ; o soit de corriger l'anomalie au prochain guichet infrajournalier de 23h	RTE valide cette proposition.
EDF SA	1.I.2.5.	Formulation d'origine plus claire avec une découpe en 2 phrases	"l'EDP commence la variation de puissance active en début de Pas de Temps pour atteindre la valeur cible renseignée dans le Programme d'Appel accepté. La valeur cible est atteinte au plus tôt, et dans tous les cas avant la fin du Pas de Temps pour lequel est prévu la variation."	RTE valide cette proposition.
EDF SA	1.I.3.2.3.	Cette possibilité n'est pas implémentée informatiquement, ne serait-il pas opportun de le préciser ?		Comme il a été concerté lors du GT du 27 juin 2023, RTE propose de ne pas modifier les règles MA-RE afin de ne pas alourdir la rédaction pour faire apparaitre une bascule technique qui permettrait ladite automatisation. L'évolution fera l'objet d'une mise à jour ultérieure du guide d'implémentation TOPASE et d'un accompagnement au changement avec les acteurs lorsque cette évolution technique sera possible.
ENEDIS / ADEEF	1.B.2	Erreur de renvoi, la transmission du programme agrégé par le GRD est décrite en 1.R et non 1.I		RTE valide cette proposition et applique ces corrections.
ENGIE SA	1.K.1.1	Erreur de numérotation des paragraphes	Correction	L'erreur de numérotation a été corrigée.

2.A4. RETOURS RELATIFS AU CHAPITRE 2 « MECANISME D'AJUSTEMENT »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	Annexe	Le mandat de prélevement SEPA n'est plus disponible	Ajouter le mandat dans les dispositions générales	Le mandat de prélèvement SEPA est bien disponible dans le Chapitre 2, en Annexe 2.A3.
Alpiq Energie France	2.M.4.3.1.1	Le renvoi au paragraphe des détails du calcul du PMP a été supprimé	Ajouter le renvoi au paragraphe	Il s'agit d'une suppression qui concerne l'article 2.M.4.3.1.1. et non l'article 2.M.3.2.1.1. (inexistant). RTE valide cette proposition et

				rajoute un renvoi au paragraphe concernant le détail du calcul du PMP.
EDF SA	2.A	Le principe de ce mécanisme réside dans une incitation financière véhiculée par le Pprix de Rrèglement des Eécarts, lequel permet de valoriser la différence entre les éléments d'injection et les éléments de soutirage du périmètre de l'acteur.	Le principe de ce mécanisme réside dans une incitation financière véhiculée par le Pprix de Rrèglement des Eécarts, lequel permet de valoriser la différence entre les éléments d'injection et les éléments de soutirage du périmètre du Responsable d'Equilibre.	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.J.1.3.5.1	puissance offerte	Puissance Maximale ou Minimale Offerte	RTE valide cette proposition. Le terme puissance offferte a été remplacé par Puissance Maximale Offerte.
EDF SA	2.L.3	Les deux derniers paragraphes ne seraient-ils pas mieux placés dans le paragraphe 2.L.3.2.?		RTE valide cette proposition.
EDF SA	2.D.1.3.	Le terme "contrat" est intégré sans même qu'il soit défini par ailleurs et crée de la confusion avec celui d'Accord de Participation auquel il fait référence, en lien avec l'article 2.D.1.2.	Conserver uniquement le terme Accord de Participation et réintégrer les modalités précédentes d'entrée en vigueur de cet accord.	Le terme "contrat" est utilisé dans cet article comme synonyme d'Accord de Participation qui est défini par "Contrat conclu entre RTE et un Participant…". De ce fait, il ne semble pas utile d'alourdir la rédaction.
EDF SA	2.M.4.1. et 2.M.4.1.1	Le cas des offres standard bloqués ne devraient pas être le seul sous paragraphe du cas de rémunération des offres standard puisque la formule de rémunération des offres standard bloquées vient remplacer celle générique sur la rémunération des offres standard non bloqués.	2.M.4.1 : rémunération des offres standard de RR, 2.M.4.1.1 : cas général 2.M.4.2 :Calcul de la rémunération des Offres d'Ajustement Standard de RR dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué par RTE	RTE valide cette proposition.
EDF SA	2.G.3.2.	le h est à garder dans la dénomination de la plage car il est parfois utilisé dans cette syntaxe d'intevalle des minutes (2.J.2, 2.L.1.1.). Il faut pouvoir faire la différence entre les unités utilisées. Dans tous les cas, l'appelation [H ; H+1h[n'est pas homogène dans la proposition des règles, le h a parfois été supprimé, d'autres fois non.	[H ; H+1h[	RTE valide cette proposition et implémente le correctif associé, merci pour cette précision. Effectivement, l'harmonisation de cette notation n'avait pas été pleinement réussie dans notre première version.
EDF SA	2.G.3.2., 2.G.4.2.	offre	l'Offre d'Ajustement	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.G.4.1.	L'unité de VAT définie en 2.M.1 est le MWh et non le kWh	kWh -> MWh	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.J.1.2.1.	BRRPH n'est pas la nomencalture du bilan de réserve défini dans les règles SSYf, il faudrait d'ailleurs renvoyer vers les règles SSYf pour retrouver le calcul du bilan de réserve	BRH, idem pour baisse	RTE remercie EDF d'avoir soulevé cette incohérence. Il est utile de conserver les indices "RP" et "RS" dans les Bilans de Réserve afin de discriminer le type de Réserve. Les formules du chapitre 4 ont été mises à cohérence avec celles du chapitres 2.
EDF SA	2.J.1.3.2	coquille sur dernier point		Après vérification, aucune coquille n'a pu être identifiée.
EDF SA	2.J.1.3.3.	Il manque les majuscules sur les termes puissance maximale offerte	Chronique au Pas demi-Horaire de Puissance Maximale Offerte	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.B	Pourquoi citer en particulier l'article 16 sur la qualifaction d'un fournisseur de services d'éuilibrage quand tous les autres articles pourraient également être cités en préambule.	Déplacer ce paragraphe en 2.E.	La référence à cet article permet de donner une contextualisation de l'EBGL.

EDF SA	2.B.2	Paragraphe sur le recouvrement des charges à transférer dans le Chaptire 3 puisque le recouvrement concerne les RE et non les Acteurs d'Ajustement		Ce paragraphe demeure utile dans le cadre des écarts d'ajustement. Il est également mentionné dans le Chapitre 3 pour le recouvrement des charges d'ajustement supporté par les Responsables d'Equilibre . RTE propose de supprimer la mention "Concernant le recouvrement des charges" pour une meilleure clarté.
EDF SA	2.L.4.1	Coquille nombre de parenthèses		RTE remercie EDF pour cette précision. La parenthèse gauche superflue a été supprimée.
EDF SA	2.M.3	Quelle est la signification de la lettre E positionnée en exposant au dessus du type d'offre (RR ou spéc) dans le volume commercial ?		L'exposant "E" pour une notation décrivant une Offre d'Ajustement précise qu'il s'agit d'une offre en énergie (et non en capacité). RTE a ajouté une précision expliquant cette signification à l'Article 2.M.3.1.
EDF SA	2.M.4.2.3.1; 2.M.4.3.2.	Les plages de prix n'ont pas besoin d'être répétées car elles sont définies dans les disposition générales à travers le terme Plage de Prix		RTE remercie EDF pour cette remarque. La mention des différents plages concernées dans l'Article a été supprimée afin de gagner en lisibilité.
EDF SA	2.F. et 2.G	Les informations relatives à l'ajout/modifiation/retrait de sites dans une EDA ne devrait pas être dans le paragraphe relatif à l'évolution du Périmètre mais être à part dans un sous chapitre dédié pour la gestion des EDA ou après le paragraphe sur les prérequis d'un rattachement à une EDA. Dans cette proposition, la gestion du périmètre (ajout/retrait EDA) et de l'EDA (ajout/retrait de groupe) sont mélangés alors qu'il ne s'agit pas de la même échelle. La recherche des cas pour les acteurs est rendue difficile.	2.F : se cantonner aux informations relatives à la gestion du périmètre d'ajustement : transférer 2.F.2 et 2.F.3 dans qualification d'une Entité d'ajustement	RTE valide cette proposition. L'article 2.F a été réorganisé pour regrouper les articles liés à la gestion du Périmètre d'Ajustement (ajout/retrait EDA) et à la gestion des EDA (pré-requis et ajout/retrait d'un GdP ou d'un Site).
EDF SA	2.P.1.1.	Pour chaque année, le ratio des Pas de Règlement des Ecarts pour lesquels un indicateur publié en J est présent sur le Site Internet de RTE dans le délai défini précédemment par rapport au nombre total de Pas de Règlement des Ecarts de l'année est supérieur à 98%.	Oubli de transfert/suppression du paragraphe ?	RTE remercie EDF pour cette remarque qui a été prise en compte. Le paragraphe a été transféré dans l'Art. 3.P.1 du Chapitre 3.
ENEDIS / ADEEF	2.F.2.1 2.F.3 2.F.4	Forme/lisibilité : La nouvelle rédaction alterne les exigences relatives aux sites et aux EDA : inverser 2.F.3 et 2.F.4.1 pour revenir au séquencement actuel		RTE valide cette proposition. L'article 2.F a été réorganisé pour regrouper les articles liés à la gestion du Périmètre d'Ajustement (ajout/retrait EDA) et à la gestion des EDA (pré-requis et ajout/retrait d'un GdP ou d'un Site).
ENEDIS / ADEEF	2.F.3.1 2.G.3.3	Prérequis de disposer de données de comptage // qualification des EDA participant à TERRE : Erreur : ces articles mentionnent encore des CdC à par 10 minutes : à mettre en cohérence avec le passage à ISP15', ou faire un renvoi vers 2.L.2 (actuel 4.5.1)		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	2.F.3.1	Fond : La formulation de cet article introduit une confusion entre d'une part l'existence d'une courbe de charge pour la certification des ajustements et d'autre la prise en compte dans la		RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF.

		reconstitution des flux (il existe des sites profilés, tout en ayant la collecte de CdC activée pour MA/NEBEF) -> supprimer le lien avec recoflux, sans objet ici		
ENEDIS / ADEEF	2.F.4.3.1.	Cohérence : ventilation du réalisé EDA -> Site : les actuels 4.2.4.6.2 et 4.2.4.5.3 relatifs au versement ont été transférés en 0.FT1	Seul subsiste en 2F l'actuel 4.2.4.6.1, qui serait surement mieux placé au niveau de 3.L.1.8	Cette proposition sera étudiée dans une future version du Chapitre 3.
ENEDIS / ADEEF	2.R/2.S + Rapport accompagnement 5.A.2	Erreur sur le tableau du rapport d'accompagnement : 2.R sans objet, à l'inverse le 2.S existe		RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF.
ENGIE SA	Annexe MA	MA : pourquoi le mandat de prélvement SEPA n'est pas une annexe générique que l'on pourait mettre dans Dispositions Générales ?	Mandat SEPA générique dans le document Dispositions Générales	RTE remercie ENGIE pour cette suggestion. Les mandats SEPA ont été harmonisés d'un chapitre à l'autre. Leur intégration aux Dispositions Générales sous forme d'une annexe générique sera étudiée lors de la prochaine version des règles.
ENGIE SA	2M7.2.2	La taille de police des formules doivent idéalement être partout les mêmes. Difficile de lire la formule Vdef.	A harmoniser	RTE prend note de cette remarque. L'éditeur d'équations Office 365 impose automatiquement un changement de tailles des polices qu'il n'est pas toujours possible de modifier.

2.A5. RETOURS RELATIFS AU CHAPITRE 3 « DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE»

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
EDF SA	Sommaire	Nomenclature entre "Annexes 3.A" et "3.A Préambule" pourrait entrainer des confusion		La nomenclature pour Préambule est "3.A." alors que pour le titre des annexes, il s'agit de "3.A" qui s'incrémente ensuite avec les numéros d'annexes : "3.A1.", "3.A2.", …. Dans la mesure où le titre 3.A Annexes est utilisé uniquement pour repérer la section relatives aux annexes, le risque de confusion semble limité.
EDF SA	Sommaire	La distinction entre les annexes 3.A et 3.AA n'est pas claire		Les annexes de la forme 3.AA se rapportent aux modalités RE-GRD décrites à l'article 3.R. et les annexes de la forme 3.A concernent les modalités RE-RTE. RTE a opté pour cette codification afin de distinguer les deux catégories.
EDF SA	3.A	la notion de "Périmètre RPT" et "Périmètre RPD" ne sont plus définis nulle part ? -> Ces définitions sont dans le Chapitre 0		Ces notions sont définies dans les Dispositions Générales.
EDF SA	3.A	Pourquoi ne pas maintenir l'indication du chapitre où le lecteur peut trouver la formule de calcul des ecarts et les modalités de valorisation des écarts ?		L'article 3.A. est un préambule qui permet de présenter le mécanisme de manière synthétique. Il n'a pas vocation à contenir des renvois vers des articles spécifiques.
EDF SA	3.A	"Cette méthode de Profilage est mise en œuvre par les GRD. et décrite au Chapitre F de la Section 2 des Règles." Pourquoi ne pas		L'article 3.A. est un préambule qui permet de présenter le mécanisme de manière synthétique. Il

		maintenir l'indication du chapitre où le lecteur peut trouver la méthode de profilage?		n'a pas vocation à contenir des renvois vers des articles spécifiques.
EDF SA	3.A	Suppression de "La formule du calcul de l'Ecart est décrite à l'Article C.15." pourquoi ?		Le calcul de l'écart est décrit à l'aticle 3.L.5., sa valorisation est décrite à l'article 3.M.1.
EDF SA	3.A	"de calculer, pour chaque RE concerné, la différence entre l'Ecart valorisél'énergie affectée en Réconciliation Temporelle et l'Ecart valorisécelle qui a été comptabilisée pour le règlement des Ecarts ;"	changer "pour le reglement des écart" par '"lors du processus écarts"	RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	3.B.2	Contrat unique en injection : mentionner l'Acheteur (et pas seulement le Fournisseur)		RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF.
ENEDIS / ADEEF	3.C.3.1.3	Fond : « RTE ne pourra être tenu responsable des couts supportés par le RE ou le GRD qui seraient lies aux modifications des Règles » : 3.C.3.1.2 (contrat RTE-GRD) prévoit déjà que RTE ne soit pas responsable des coûts supportés par le GRD. Au 3.C.3.1.3 (contrat GRD-RE), préciser le GRD n'est pas non plus responsable des couts supportés par le RE	Ni RTE ni le GRD ne pourront être tenus responsables des coûts supportés par le RE qui seraient lies aux modifications des Règles.	RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF. Le passage concerné a été reformulé de la façon suivante : "RTE et le GRD ne pourront être tenus responsables des coûts supportés par le RE, qui seraient liés aux modifications des Règles."
ENEDIS / ADEEF	3.L.1.3 3.L.1.7 3.L.1.8	Cohérence : Énergie primaire/secondaire et MA pour correction RE : ce volet n'est pas spécifique au périmètre RPT, s'applique également sur RPD. Élargir le titre du 3.L.1 ou envisager un § dédié, en lien avec « correction du déséquilibre » 3.L.5.1.3		RTE valide la proposition d'élargir le titre concerné au RPD.
ENEDIS / ADEEF	3.L.1.7 3.L.1.8	Par lisibilité, il serait utile d'expliquer le principe des deux étapes : - Avant contrôle de réalisé = volume déclaré ou activé ou estimé par le GRD (cf 3.R.2.6.1) - Après contrôle de réalisé = volume réalisé		RTE prend en compte la proposition d'ENEDIS / ADEEF. La notion de contrôle du réalisé a été mieux mise en évidence dans la 0.FT2 et dans le Chapitre 2.
ENEDIS / ADEEF	3.L.1.8.1	Par lisibilité, il serait utile d'expliquer le principe de correction des déséquilibres : - Modèle régulé ou contractuel : prise en compte d'un bloc « correction du déséquilibre » dans le calcul d'écart RE 3.L.5 / 3.L.5.1.3 - Modèle corrigé -> consommation ajustée -> renvoyer aux articles concernés (3.L.1.9 pour RPT, 3.R.2.6.1 pour RPD) Erreur de renvoi au 3.L.1.4 et 3.L.1.5 -> plutôt 3.L.1.8.1.4 et .5 ?		RTE prendra en compte cette remarque dans une version ultérieure du Chapitre 3. Les erreurs de renvoi ont été corrigées.
ENEDIS / ADEEF	3.L.2	Transmission de données (BGC) par le GRD à RTE pour la reconstitution des flux : à l'occasion d'une prochaine évolution des règles, l'articulation avec 3.R.1.7.2. pourra être revue		Ce sujet pourra être traité dans la prochaine version du Chapitre 3.
ENEDIS / ADEEF	3.R.1.7.2.	Erreur de renvoi : renvoi à 3.R.2 et 3.R.3 mal placé (à remonter au niveau des BGC)		Les renvois mentionnés dans l'Article 3.R.1.7.2 semblent toujours pertinents.
ENGIE SA	Annexe RE	RE : pas compris pourquoi on passe de 3.A16 à 3.AA1	A corriger	Les annexes de la forme 3.AA se rapportent aux modalités RE-GRD décrites à l'article 3.R et les annexes de la forme 3.A concernent les modalités RE-RTE. RTE a opté pour cette codification afin de distinguer les deux catégories.
ENGIE SA	Annexe RE	RE : on trouve un peu de tout dans les annexes, difficile de s'y retrouver. On pourrait reprendre ce qui a été fait dans les	Une section annexes (au sens documents à remplir pour l'acteur) et une section Fiches Techniques (pour ceux qui	RTE étudiera cette proposition pour une version ultérieure du Chapitre 3.

		Dispositions Générales : on garde la notion d'"annexe" pour les formulaires ou template destinés à être utilisés/remplis/signés par les acteurs, et on rajoute la notion de "fiche technique", pour par exemple détailler les méthodes de prise en compte de l'aléa météo ou d'affectation des profils.	veulent aller plus loin et sur un sujet qui concerne peu de monde)	

2.A6. RETOURS RELATIFS AU CHAPITRE 4 « SERVICES SYSTEME FREQUENCE »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	4.D.4.Cession transfert	Ce paragraphe semble avoir été rajouté et ne pas être présent dans les règles actuelles.	Supprimer	L'article Cession-Transfert n'était pas formalisé dans les Règles SSY actuelles et a été ajouté dans le Chapitre 4 afin d'assurer la compatibilité avec l'Art. 0.G des Dispositions Générales. Il permet en outre d'assurer une homgénéité avec les autres chapitres des règle de marché.
Alpiq Energie France	4.G.2.Critères d'Aptitude	Pour la FCR et l'aFRR, $\Delta P_{Consigne}$. Cette notation de $\Delta P_{Consigne}$ ne conrrespond pas à un delta et ni un delta de P de consigne au sens des autres élements des règles SSY, ce nest pas une Puissance de consigne, c'est la puissnce de réglage à délivrer;	P réglage ou Préponse à la place de $\Delta P_{Consigne}$ et idem à l'article 4L321 (cf Annexe 12 page 7)	RTE propose de laisser cette notation par soucis de cohérence avec les autres notation figurant dans les formules du Chapitre 4.
Alpiq Energie France	4.H.5.3.3.	cadre du dispositif de Programmation du Chapitre 1 des Règles	N'existe plus	Le volet programmation des Services Système fréquence a volontairemet été basculé dans le Chapitre 1 dédié à la Programmation.
Alpiq Energie France	4.L.2.1.	"– solde des imports / exports de Réserve transfrontaliers " à été supprimé sans être concerté	à laisser	Il s'agit d'un élément obsolète dont la suppression a été proposée lors de la rédaction du Chapitre 4 (version harmonisée des règles SSY 7.1). RTE le resoumettra dans le cadre de la concertation des prochaines règles SSY.
CNR	Chap 4 Annexe 12 : trame type de Certification de l'aptitude au Réglage Primaire de fréquence	Cette annexe correspond à l'Annexe 15 : trame type de de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence "Agrégats" ou "Stockage Seul". Comme indiqué dans le titre de l'annexe, elle ne concerne donc que les agrégats ou le stockae seul. Un débat avait été effectué sur ce sujet lors de la validation de cette annexe ; la précision des entités concernées par l'annexe avait alors été rajoutée au titre du document.	Modification du nom de l'annexe pour clarifier les entités concernées par l'annexe : "Annexe 12 : trame type de de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence "Agrégats" ou "Stockage Seul""	RTE valide cette proposition.
EDF SA	Chapitre 4	Globalement EDF est favorable aux propositions de réorganisation des articles, qui présentent un ordre plus intuitif.		RTE remercie EDF pour cette remarque.
EDF SA	4.A	Coquille : utilisation de Réglage Primaire et de Réglage Secondaire qui ne sont pas définis.		Réglage Primaire de fréquence et Réglage Secondaire de fréquence sont bien définis dans les Dispositions Générales. La précision "de fréquence" manquait dans quelques occurrences des

				expressions Réglage Primaire et Réglage Secondaire et a été ajoutée.
EDF SA	4.B.1	Coquille	Au 2ème paragraphe, retirer la majuscule à règlement ou bien reprendre le terme défini Règlement EBGL	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.B.1	Coquille	Au 5ème paragraphe, remplacer "Règlement européen relatif à l'équilibrage" par Règlement EBGL	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.C.1	Le 2ème paragraphe ne prévoit pas le cas de la transition v7.1 pour lesquelles la notion de chapitre 4 n'existe pas --> v8.		Le paragraphe a été modifié comme suit : "Conformément à la délibération n°20xx-xx de la CRE du xx/xx/xxxx, les présentes Dispositions Particulières du Chapitre 4 des Règles, intitulées Règles relatives aux Services Système fréquence, entrent en vigueur le xx/xx/20xx. Elles se substituent de plein droit, à compter de cette date, aux précédentes versions des Règles relatives aux Services Système fréquence pour toutes les activités et toutes les démarches en cours, sauf disposition contraire."
EDF SA	4.C.3	Numérotation erronée de l'article	Indiquer 4.C.3 au lieu de 4.C.1	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.C.3	En concertation Harmonie, RTE avait indiqué qu'une consultation portant sur un des chapitres CP serait toujours accompagné d'une consultation des conditions générales. Si c'est le cas, le préciser ici.		La révision des Dispositions Générales et la révision d'un Chapitre seront en général simultanées mais un Chapitre pourra être révisé sans nécessairement devoir mettre à jour les Dispositions Générales. Ce cas n'est donc pas systématique pour justifier l'ajout d'une précision.
EDF SA	4.D.1.2	Les Chapitres 1, 2 et 3 contiennent tous les 3 des annexes de demande de participation, à envoyer à RTE au préalable de la signature de l'accord de participation. Cela n'est pas le cas pour les règles SSYf, pour quelle raison ? EDF suggère d'harmoniser les modalités de participation entre les mécanismes.		RTE note cette remarque qui pourra être suivie dans le cadre des futurs GT SSY.
EDF SA	4.F.2.3.1	La condition "le Responsable de Programmation de l'EDP ou de l'EDP Soutirage entrant dans la composition de l'Entité de Réserve doit obligatoirement être le Responsable de Réserve" est redondante avec l'article 4.D.1.2.	Supprimer cette phrase	Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.F.2.4	Pourquoi distiguer la notion de groupe de Site en général ? Un GDP est également rattaché à un site et en pratique c'est bien le site d'un ou plusieurs GDP qui est rattaché à une EDR.		Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.F.3	Le titre de ce paragraphe a été modifié (modification remplacé par évolution) mais pas ceux des sous-paragraphes suivant. Le terme modifier est également conservé dans le texte.	Harmoniser les formules utilisées	RTE valide cette proposition et a mis à jour les titres des sous-paragraphes concernés.
EDF SA	4.G.2 Critères d'aptitude pour le RSFP	Coquille	Formule de la réponse attendue pas encadrée et 2 fois le paragraphe concernant le N individualisé "A partir de la Date SY6"	RTE valide cette proposition et implémente les correctifs concernés.

EDF SA	4.G.2 Critères d'aptitude pour la RP	La précision de l'article actuel 3.5.10 concernant l'arrondi de la mesure de fréquence n'est pas reprise. Idem aux articles 4.L.3.2.1, 4.L.3.2.2.1, 4.L.3.2.3.3.2 et 4.M.2.1.2	f : la fréquence, arrondie à trois chiffres après la virgule (unité : Hz).	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.H.1	Est-ce que l'Accord opérationnel de Bloc de Réglage Fréquence-Puissance est la même chose que l'Accord de Bloc RFP ? Si oui, alors besoin d'harmoniser les dénominations, et sinon alors clarifier la définition de l'Accord de Bloc RFP dans les conditions générales en étant plus spécifique.		RTE confirme que la mention "Accord de Bloc RFP" désigne le document dont le nom complet est "Accord opérationnel de Bloc de Réglage Fréquence-Puissance". Ce terme a été harmonisé dans toutes les occurrences du Chapitre 4.
EDF SA	4.K.2.3	Le Chapitre 1 introduit la notion de programme de marche de l'EDR. EDF comprend que RTE a souhaité éviter la confusion entre le Programme de Marche d'une EDP et le programme équivalent d'une EDR. Cependant, le remplacement sans majuscule n'est pas exhaustif dans le Chapitre 4 : par exemple au 4.M.2.1.1, 4.M.4.3, 4.J.1.2, 4.K.2.4.	Harmoniser l'utilisation de la nouvelle terminologie programme de marche de l'EDR	RTE valide cette proposition. Les termes "programmes de marche de l'EDR" ont été harmonisés dans le Chapitre 4.
EDF SA	4.K.2.4	La description de la dynamique d'activation n'est pas conforme.	Corriger le 4ème paragraphe conformément aux dynamiques d'activation constatées à l'occasion de la 1ère session de tests multi-acteurs au merit order	Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.J.3	EDF suggère de rester sur l'utilisation du terme soumise plutôt que transmise, en cohérence avec les statuts définis plus hauts.		RTE valide cette proposition.
EDF SA	4.L.3.2.4.1	La définition d'Etat d'Alerte du Réseau des CG n'est pas utilisée. Idem au 4.G.2 ou c'est le terme Etat d'Alerte qui est utilisé.	Selon les articles 156, paragraphe 9, et 156, paragraphe 10, du Règlement SOGL, une Entité de Réserve disposant d'un Réservoir à Energie Limitée, Apte à fournir de la Réserve Primaire, doit être capable de fournir de l'énergie de Réglage Primaire de fréquence en continu durant toute la période pendant laquelle la Réserve Primaire est programmée, et jusqu'à épuisement ou saturation du réservoir, et pour au moins 15 minutes dans le cas d'un Etat d'Alerte du Réseau. Le Responsable de Réserve doit rendre disponible des capacités équivalentes aux capacités épuisées ou saturées à nouveau au plus tard 2 Heures après la fin de l'Etat d'Alerte du Réseau, en rendant disponible l'entité concernée ou en activant une (des) autre(s) via redéclaration.	RTE remercie EDF et valide cette proposition.
EDF SA	4.L.3.4.2.2	Coquille Idem au 4.L.3.4.5	En cas de désaccord Notifié par RTE, RTE fait état des risques sur la Sûreté du Réseau et des conséquences sur l'exploitation liées à la Défaillance de Réglage, en prenant en compte les éventuelles autres Défaillances de Réglage.	RTE remercie EDF pour cette remarque et implémente ces correctifs.
EDF SA	4.M.2.1.1	Il serait plus logique de mettre ces formules détaillées dans le Chapitre 1 (article 1.I.1.2) et que l'article 4.M.2.1.1 fasse référence au Chapitre 1. Sinon les deux précisions sont redondantes.		RTE valide cette proposition.
EDF SA	4.Q	Le titre de cet article n'a que peu de rapport avec le 4.Q.1.	Remonter le titre du 4.Q.1 à la place du 4.Q	RTE comprend le point de vue d'EDF dans cette proposition, toutefois l'Article "X.Q. Economie du Système Electrique" correspond, comme le reste

				des parties de même niveau, à la nouvelle ossature harmonisée entre les différents Chapitres de Règles de Marché. Par conséquent, il faut retenir que ce sont, selon le mécanisme traité, les sous-articles du X.Q qui varient. Le titre principal n'a pas vocation à changer sinon cela induirait une perte de lisibilité entre les Chapitres. Par conséquent, RTE ne valide pas cette proposition.
EDF SA	Annexes	La numérotation des annexes peut être ambigüe avec l'article 4.A.x.	Conserver une numérotation en nombre uniquement ? Ou bien utiliser une lettre minuscule par exemple	La nomenclature pour Préambule est "4.A." alors que pour le titre des annexes, il s'agit de "4.A" qui s'incrémente ensuite avec les numéros d'annexes : "4.A1.", "4.A2.", …. Dans la mesure où le titre 4.A Annexes est utilisé uniquement pour repérer la section relatives aux annexes, le risque de confusion semble limité.
EDF SA	Annexe 4.A1	Le paragraphe 4.A1.6 demande au RR d'envoyer un fichier PAP/PAP2 pour le calcul de la prescription alors que cela a été supprimé avec la bascule vers RACOON. De plus, il est étrange d'inclure ces obligations dans l'accord de participation, alors que les Règles SI sont déjà contraignantes.	Corriger l'accord de participation	Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.L.3, 4.L.4 et 4.L.5	La structuration des articles n'est pas très facile à lire, EDF recommande de rapprocher les descriptions de processus de notification des paragraphes où ces notions sont introduites.	Ajouter la description du processus de notification entre les articles 4.L.3.3.2 et 4.L.3.3.3 pour les notifications de défaillance et dans les paragraphes du 4.L.3.4.2 pour la notification de la date de mise en conformité. Mettre les éléments concernant les contestations et incidents graves après	RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	4.F.3.1.3.2 4.R	Cohérence : par homogénéité avec règles MA et visibilité d'ensemble sur le processus, déplacer en 4.F le §4.R (actuel 3.5.3) décrivant l'envoi du périmètre par le GRD à RTE		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	4.M.2.2	Cohérence : ventilation EDR-> site Coté MA/NEBEF, cette ventilation a été groupée en 0.FT1 pour le Versement fournisseur et était déjà en partie 3.L pour la correction RE -> par cohérence, faire de même pour SSY		Il n'est pas possible de réaliser ce regroupement au niveau des fiches techniques transverses car les énergies de réglage à la maille site ne concernent pas que les sites de soutirage mais aussi les sites d'injection et de stockage stationnaire.
ENEDIS / ADEEF	4.M.5	Condition d'unicité du RE pour un site : à préciser dans les conditions préalables au rattachement (4.F), dans l'objectif d'avoir une vision d'ensemble sur les règles de rattachement et liaisons entre EDx		RTE valide cette proposition.