



Le réseau
de transport
d'électricité

Règles de Marché

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

Dispositions Générales

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

Janvier 2024

SOMMAIRE DU PREAMBULE

1.	CONTEXTE.....	3
2.	CONCERTATION	4
2.A.	Concertation pour l'évolution de forme	4
2.B.	Concertation pour l'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.	CONSULTATION	5
4.	PERIMETRE DES EVOLUTIONS PROPOSEES	5
4.A.	Evolution transverse et dispositions générales (pages 8-18).....	5
4.B.	Dispositif de programmation (pages 19-40).....	5
4.C.	Mécanisme d'ajustement (pages 41-84)	5
4.D.	Dispositif de responsable d'équilibre (pages 85-99).....	6
4.E.	Services système fréquence (pages 100-132).....	6
5.	CALENDRIER PREVISIONNEL	7
Annexe		
A1	Tableau de correspondance des dates pivot	134
A2	Prise en compte des retours relatifs à l'évolution de forme des règles de marché harmonisées.....	139
A3	Prise en compte des retours relatifs à l'évolution de fond des règles de marché harmonisées	160

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 cessé 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 concerté¹. Cette concertation se poursuivra dans les années à venir afin d'accompagner la transition énergétique et le développement d'un marché d'équilibrage européen.

2.A. Concertation pour l'évolution de 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 d'harmonisation avec les acteurs de marché.

Une première étape a été réalisée début 2023 pour construire la version initiale des règles de marché harmonisées 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), correspondant à une évolution de forme des règles en vigueur.

2.B. Concertation pour l'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 l'évolution de fond 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 concerté.

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

La concertation associée à l'évolution de fond 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 concerté.

¹ Site concerté : <https://www.concerte.fr>

3. Consultation

La première version des règles de marché harmonisées 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) a fait l'objet de deux consultations auprès des acteurs de marché.

Une première consultation sur l'évolution de forme des règles de marché, dont les retours acteurs sont listés en annexe A2, a été menée en juin 2023. Le projet de texte proposé s'est basé sur les règles MA-RE et SSYf en vigueur et a servi de socle pour intégrer des évolutions de fond.

Une seconde consultation sur l'évolution de fond, dont les retours acteurs sont listés en annexe A3, a été réalisée en octobre 2023.

4. 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 système fréquence (chapitre 4), ainsi qu'aux dispositions générales des règles de marché.

4.A. Evolutions transverses et dispositions générales (pages 8-18)

Les évolutions transverses et celles relatives aux dispositions générales concernent :

- L'harmonisation des règles de marché ;
- L'usage des flexibilités pour résoudre des contraintes réseau ;
- La participation aux échanges de produits standard de mFRR sur la plateforme MARI ;
- L'utilisation d'un PME contre-tendance ;
- La mise à jour de définitions.

4.B. Dispositif de programmation (pages 19-40)

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

- Programmation liée 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 ;
- Passage à 96 guichets de programmation et d'offre.

4.C. Mécanisme d'ajustement (pages 41-84)

Les évolutions des règles liées au mécanisme d'ajustement sont les 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) ;
- Granularité des CUO ;
- Evolution des méthodes de contrôle de réalisé ;
- Valorisation des écarts d'ajustements ;
- Autres évolutions et amendements rédactionnels.

4.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 85-100)

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).

4.E. Services système fréquence (pages 101-133)

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

- Déclinaison des conséquences du passage de pas de règlement des écarts 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'offres 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.

5. 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 A1.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au 1^{er} 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. HARMONISATION DES REGLES DE MARCHÉ	10
DG1.1. Contexte	10
DG1.2. Evolution de forme proposée	10
DG1.2.1. Nouvelle structuration des règles de marché	10
DG1.2.2. Formalisme	10
DG1.2.3. Dispositions générales	10
DG1.2.4. Dispositions particulières relatives aux mécanismes de marché.....	11
DG1.3. Propositions de RTE	11
DG2. USAGE DE FLEXIBILITES POUR RESOUDRE DES CONTRAINTES RESEAU.....	12
DG2.1. Contexte	12
DG2.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché	12
DG2.3. Proposition de RTE	Erreur ! Signet non défini.
DG2.3.1. Proposition de RTE pour la consultation	13
DG2.3.2. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	14
DG3. PARTICIPATION AUX ECHANGES DE PRODUITS STANDARD DE MFRR SUR LA PLATEFORME MARI	15
DG3.1. Contexte	15
DG3.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché	15
DG3.3. Proposition de RTE	15
DG3.3.1. Définitions.....	15
DG3.3.2. Indicateurs et publications	16
DG4. UTILISATION D'UN PME CONTRE-TENDANCE	17
DG4.1. Contexte	17
DG4.2. Proposition de RTE	17
DG5. EVOLUTIONS DES DEFINITIONS DES DISPOSITIONS GENERALES	17
DG5.1. Ajout de définitions	17
DG5.2. Modifications de définitions	18
DG5.3. Suppression de définitions	18

DG1. Harmonisation des règles de marché

DG1.1. Contexte

Dans le cadre de la démarche 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. Evolution de forme proposée

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 a été structuré par étape de participation au mécanisme concerné et les articles y sont organisés de façon standardisée afin de faciliter la navigation.

DG1.2.2. Formalisme

- Terminologie : RTE a homogénéisé, parfois précisé, et rationalisé les termes définis et expressions employés 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 uniformisés 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 composé d'un digramme correspondant au mécanisme et d'un numéro en indice (Ex : MA₁).

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 regroupées 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 réorganisé 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 vers le chapitre 1 les parties relatives à la programmation en services système fréquence et a restructuré plusieurs articles pour les aligner 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 concernant l'évolution de forme des règles de marché ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en Annexe A2.

Les retours spécifiques aux dispositions générales sont listés en annexe A2.1A2.1.

Les retours transverses à l'ensemble des chapitres sont listés en annexe A2.2.

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°2021-12² 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 1^{er} 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. § **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) ;
- Chapitre 2 : clarification des cas d'usage du MA pour la correction de périmètre d'équilibre lors de congestions du RPT (Cf. § MA2) ;

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>

- 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. § RE4) ;
 - Intégration des flexibilités dans le CAE pour compenser les coûts et produits de rééquilibrage résultant des activations de flexibilités pour traitement des congestions (Cf. § RE5 RE5).

DG2.3. Proposition de RTE pour la consultation

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.

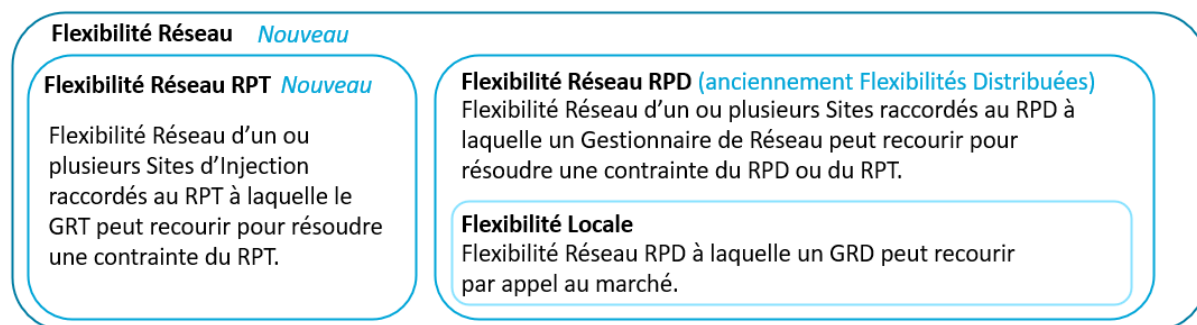


Figure 1 : définition des différentes flexibilités réseau

DG2.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation les acteurs ont exprimé quelques incompréhensions sur la notion de flexibilité réseau et notamment sur les modalités d'activation de ces flexibilités. RTE rappelle que le terme « Flexibilités Réseau » englobe les différents dispositifs mis en œuvre pour résoudre des congestions du RPD ou du RPT, en dehors du mécanisme d'ajustement. Une flexibilité réseau est une modulation de puissance en injection ou soutirage d'un ou plusieurs sites hors activation d'une offre d'ajustement et dont les modalités d'activation peuvent varier. Les flexibilités réseau RPT et certaines flexibilités réseau RPD sont à date des limitations en injection manuelles ou par automate au titre des contrats d'accès au réseau CART-P ou CARD-I. Ces limitations concernent principalement les parcs EnR et résultent du dimensionnement optimal du réseau. Les flexibilités locales ont des modalités d'activations différentes encadrées par l'appel au marché d'Enedis et supposent une participation volontaire.

Suite aux observations et interrogations des acteurs, RTE propose de modifier la formulation du titre de l'article 2.L.2.2.3 du chapitre 2 des règles de marché pour remplacer les termes "participent à une activation de Flexibilité Réseau RPD" par "fournissent une Flexibilité Réseau RPD", ce qui permet d'englober les différentes modalités d'activations de ces flexibilités.

Enfin, les réponses détaillées aux points mentionnés par les acteurs sont inclus dans les réponses aux retours de la consultation (annexes A3.1 et A3.4).

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 règlement 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. § MA2.3)

DG3.3. Proposition de RTE pour la consultation

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)

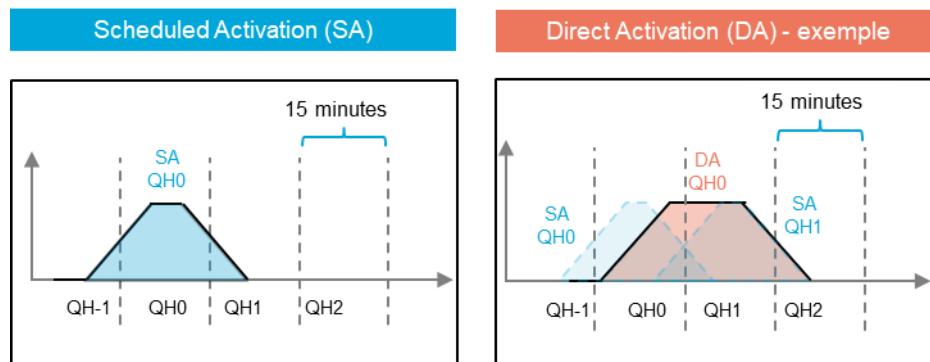


Figure 2 : les deux types d'activation possibles via la plateforme MARI

DG3.3.2. Indicateurs et publications

Les calculs de la tendance du système électrique 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 intégrer 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’équilibrage, 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.

DG3.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n’ayant fait l’objet d’aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 la 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 pour la consultation

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.

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

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

DG5. Evolutions des définitions des dispositions générales

DG5.1. Ajout de définitions

Chapitre	Définitions ajoutées
Chapitre 1	<ul style="list-style-type: none"> • Enchère Infracotidienne
Chapitres 1 et 2	<ul style="list-style-type: none"> • Activation Directe de mFRR (Direct Activation) • Activation Programmée de mFRR (Scheduled Activation)
Chapitre 2	<ul style="list-style-type: none"> • Jour Signalé Ecowatt Rouge • Plateforme MARI
Chapitre 3	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilité Réseau • Flexibilité Réseau RPT
Chapitre 4	<ul style="list-style-type: none"> • Offre de raccordement avec limitations à la charge du client

DG5.2. Modifications de définitions

Chapitre	Définitions modifiées
Chapitre 3	<ul style="list-style-type: none">• 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 L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE	22
PR2. MODALITES DE PROGRAMMATION LIEES A LA PLATEFORME MARI	22
PR2.1. Contexte.....	22
PR2.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	22
PR2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	24
PR3. OUVERTURE DU MARCHE TRANSFRONTALIER INFRA-JOURNALIER A 15H EN J-1	24
PR3.1. Contexte général	24
PR3.1.1. Ouverture anticipée du marché infra-journalier transfrontalier continu.....	24
PR3.1.2. Enchères infra-journalières	24
PR3.1.3. Impacts sur les études de sécurité J-1 de RTE	24
PR3.1.4. Impact sur les études de sécurité européennes.....	25
PR3.2. Retours de l'appel à contributions.....	26
PR3.3. Proposition de RTE pour la consultation.....	26
PR3.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	26
PR4. RENFORCEMENT DU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION	27
PR4.1. Contexte général	27
PR4.2. Suspension de l'accord de participation en qualité de responsable de programmation	28
PR4.2.1. Contexte	28
PR4.2.2. Proposition de RTE pour la consultation	29
PR4.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	29
PR4.3. Responsabilité financière du responsable de programmation en cas de défaillance de programmation	29
PR4.3.1. Contexte	29
PR4.3.2. Proposition de RTE pour la consultation	30
PR4.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	30
PR4.4. Extension de la programmation aux sites d'injection RPD	31
PR4.4.1. Contexte	31
PR4.4.2. Proposition de RTE pour la consultation	34
PR4.4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	34
PR5. PERIMETRES DE PROGRAMMATION RPD LIES A UNE PARTICIPATION AU MA ET/OU SSS	34
PR5.1. Contexte.....	34

PR5.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	35
PR5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	36
PR6. PASSAGE A 96 GUICHETS DE PROGRAMMATION	36
PR6.1. Contexte et cadre réglementaire.....	36
PR6.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	36
PR6.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	37
PR7. AMENDEMENTS REDACTIONNELS DIVERS.....	39
PR7.1. Précision sur les redéclarations hors guichet.....	39
PR7.1.1. Contexte	39
PR7.1.2. Proposition de RTE pour la consultation	39
PR7.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	39
PR7.2. Suppression de l'article 1.F.3.3.....	39
PR7.2.1. Contexte	39
PR7.2.2. Proposition de RTE pour la consultation	39
PR7.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	39
PR7.3. Suppression de la date C	40
PR7.3.1. Contexte	40
PR7.3.2. Proposition de RTE pour la consultation	40
PR7.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	40

PR1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée en juin 2023 auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant l'évolution de forme du chapitre 1 relatif au dispositif de programmation ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe A2.3.

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 connaître 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 pour la consultation

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 1.1.2.1 du chapitre 1 des règles v1 proposées dans cette nouvelle version.

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 programmation à RTE soit identique quelle que soit la plateforme, c'est-à-dire une résolution de 5 minutes.

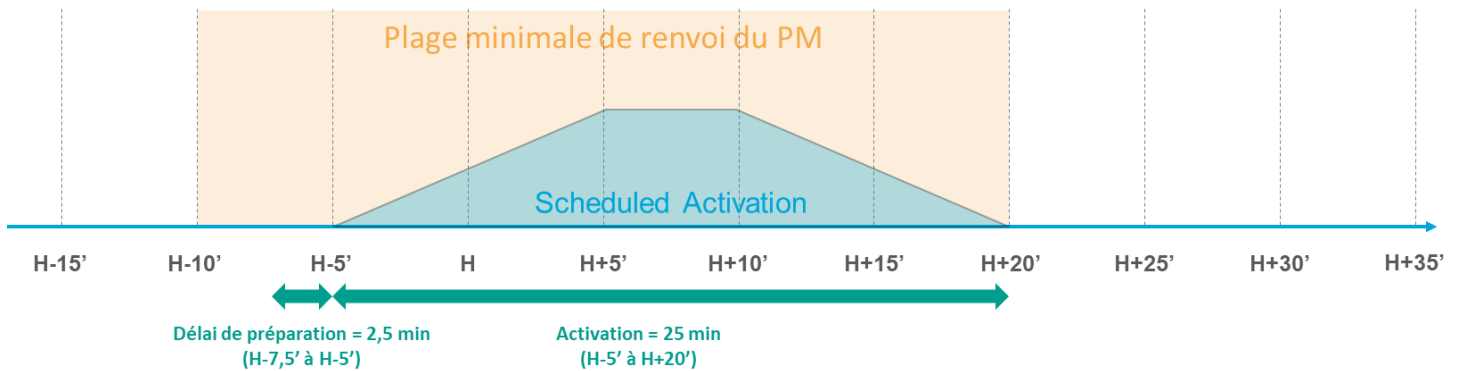
Renvoi du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR

La transmission des programmes de marche par l'acteur d'ajustement est réalisée conformément à l'article 1.1.4.2 du chapitre 1 des règles v1 proposées dans cette nouvelle version et aux modalités prévues dans les règles SI.

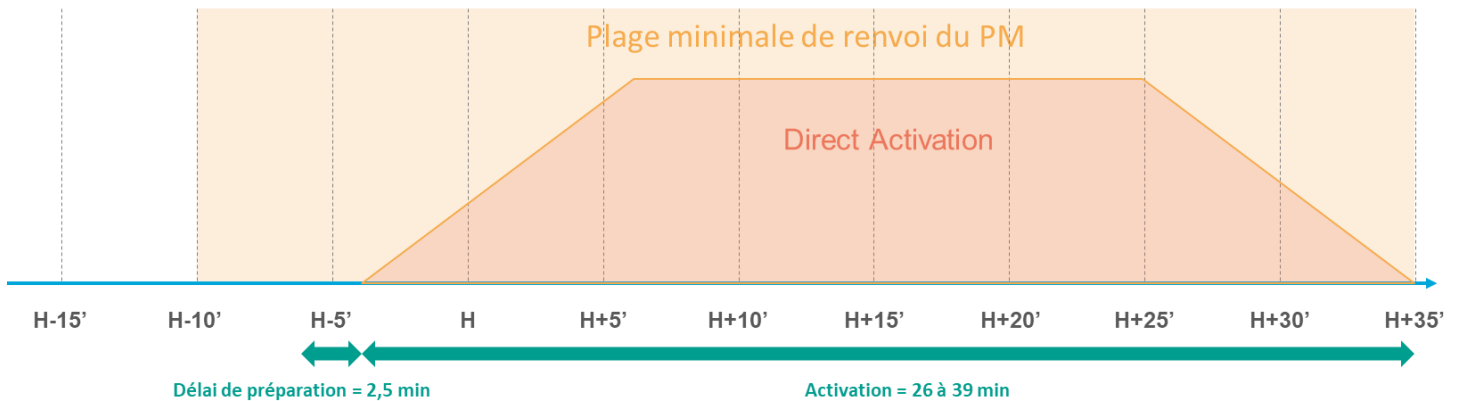
Pour maintenir une vision fine du système électrique et donc une gestion efficace de celui-ci, RTE souhaite que le receveur d'ordre désigné par l'acteur d'ajustement soit en mesure de transmettre à RTE le programme de marche pour ses moyens suite à une activation standard de mFRR.

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']



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 1.1.4.3 du chapitre 1 des règles proposées dans cette nouvelle version.

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.

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

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 jusqu'à 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 livraison 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 continus 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.

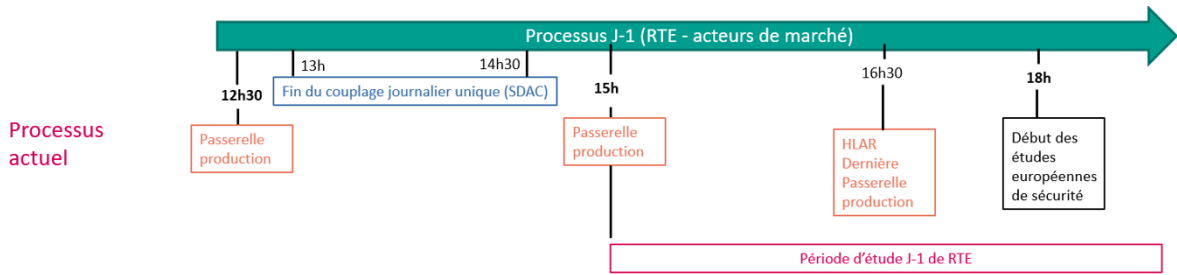


Figure 3 : processus J-1 de déclaration des données de production en lien avec l'évolution actuelle des données d'échanges aux interconnexions

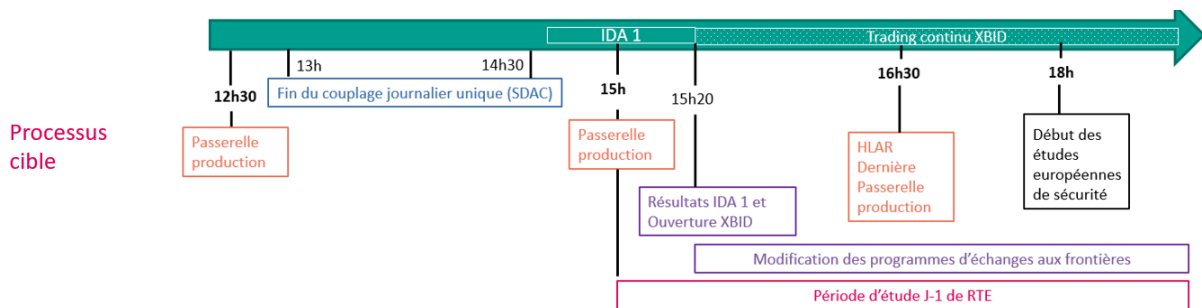


Figure 4 : processus J-1 de déclaration des données de production en lien avec l'évolution cible des données d'échanges aux interconnexions

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 entraîner 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 programmes 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 intrajournaliers (IDA1 + trading continu jusqu'à 16h) si la liquidité sur le marché intrajournalier venait à être trop importante.

PR3.3. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'ajouter dans l'article 1.1.2.3.1 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 1.1.2.3.2 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 réalisés 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 réalisés sur l'enchère intrajournalière 3 (10h en IJ).

RTE propose enfin d'ajouter, à partir d'une date PR₅, un nouveau guichet, positionné à 18h en J-1, au processus infra-journalier de redéclaration intrajournalier. Ce guichet permettrait aux responsables de programmation de maintenir leurs programmes d'appel cohérents avec les dernières positions prises sur les marchés intrajournaliers. Ce guichet intègre le processus infra-journalier de redéclaration: il n'a pas vocation à se substituer dans les faits à HLAR, qui reste positionné à 16h30.

PR3.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Un acteur a exprimé sa crainte, en cas de forte liquidité lors de la première enchère infra-journalière (IDA 1), de ne pas être en mesure d'envoyer à HLAR des programmes d'appel cohérents avec les résultats de l'IDA 1, ou alors de devoir limiter sa participation à l'enchère afin de respecter la cohérence demandée par RTE.

RTE rappelle l'importance pour les études de sûreté réseau française, pour la constitution de modèles de réseau coordonnés européens, ainsi que pour la vision de l'EOD en J-1, de disposer des meilleures données possibles à HLAR. Des incohérences entre les programmes d'appels reçus et les positions prises sur le marché peuvent fausser les études de sûreté, ce qui peut avoir des conséquences sur la sûreté du système et/ou conduire les GRT à mettre en œuvre inutilement des actions préventives (par exemple de type CSA), potentiellement coûteuses.

La crainte remontée par l'acteur ne se réaliserait qu'en cas de forte liquidité sur la première enchère infra-journalière. RTE ne dispose pour le moment d'aucune indication sur la liquidité de cette enchère et a donc proposé lors de la consultation d'introduire dans les règles de marché, au moyen d'une date d'entrée en vigueur différée, un guichet infra-journalier de redéclaration intermédiaire à 18h. Cette position, entre HLAR et le début actuel des guichets infra-journalier de redéclaration à 23h, permettrait de récupérer d'éventuelles mises à jour substantielles sur les programmes, du fait d'échanges sur les marchés, sans attendre le premier guichet infra-journalier de redéclaration de 23h. Ce guichet arriverait trop tard pour alimenter les premières études de sûreté européennes mais permettra de mettre à jour les études françaises.

RTE estime que cette proposition offre une solution satisfaisante en cas de forte liquidité lors de l'IDA 1 et maintient sa proposition. RTE rappelle cependant qu'il ne souhaite pas que l'ouverture d'un guichet de redéclaration à 18h ne conduise dans les faits à un décalage d'HLAR à 18h et demande aux acteurs de faire leurs meilleurs efforts pour envoyer à HLAR des programmes tenant compte de toutes les informations dont ils disposent.

De la même manière, RTE maintient sa proposition de demander aux acteurs d'envoyer, aux guichets infra-journaliers de redéclaration de 00h00 et 12h00, des programmes d'appel cohérents respectivement avec les positions prises lors des IDA 2 et 3.

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 implicites 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 manière 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 PR₂ (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 présence 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 système 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 dédié, dorénavant nommé dispositif de programmation. RTE souhaite par là marquer l’importance que revêt pour lui ce mécanisme et l’attention qui lui sera portée lors des prochaines évolutions : il s’agit bien d’un service à part entière pour le système, indépendant des modalités de participation au mécanisme d’ajustement.

Des premières évolutions sont proposées dans cette nouvelle version des règles afin de débiter le travail d’ampleur que constituera 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 chaîne 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 chaîne 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 1^{er} 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 pour la consultation

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.

PR4.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Un seul acteur a émis un retour sur cette proposition, en demandant que RTE fasse parvenir des éléments justificatifs au responsable de programmation (RP) lors de son rapprochement avec celui-ci. De plus, il a été demandé que soit précisé que RTE laisse un délai au RP pour corriger son comportement vis-à-vis du SI de RTE. RTE a retenu ces deux éléments dans sa proposition pour la saisine.

Un autre amendement effectué concerne la précision de la fin de la suspension : la suspension sera levée après que RTE ait reçu une preuve de régularisation de la situation de la part de l'acteur, ou à défaut un engagement tangible.

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 pour la consultation

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 1.1.2.3.2 et 1.1.3.2.3) ainsi que le processus de redéclaration hors mécanisme de guichet (article 1.1.3.2.4) permettent en l'état aux responsables de programmation de communiquer à RTE une vision des programmes de production conforme à la réalité.

PR4.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, les acteurs ont demandé à ce que ce sujet soit davantage concerté et à ce que des critères objectifs soient élaborés pour encadrer les situations où RTE peut pénaliser un responsable de programmation. Des règles concernant le montant de la pénalité doivent aussi être établies. RTE propose d'inscrire ce sujet dans le prochain cycle de concertation et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation, ainsi que sur les montants des pénalités.

Dans cette version des règles, RTE propose de simplement préciser que, lors d'écarts répétés au programme de marche causant un préjudice à RTE, RTE peut engager la responsabilité contractuelle du responsable de programmation dans les conditions décrites dans les conditions générales. Cette précision a pour but de montrer l'importance pour RTE de la qualité des programmes reçus et vise à être remplacée au profit des modalités plus robustes et pérennes qui ont vocation à être concertées lors du prochain cycle de concertation.

Des retours ont indiqué que le règlement financier des écarts constituait déjà une incitation pour les acteurs à être équilibrés et demandaient comment cette modalité s'articulait avec le CAE et la formation du PRE. RTE ne partage pas cette analyse : si le règlement des écarts est bien une incitation pour les RE à être équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle, il n'a en revanche aucune influence sur la qualité de la programmation. Le dispositif proposé ici par RTE a pour but de pénaliser le RP pour des défaillances de programmation, indépendamment de l'effet de cette défaillance sur l'équilibre global du système. Il s'agit donc là pour RTE de deux mécanismes disjoints et aux objectifs différents.

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

PR4.4.1. Contexte

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

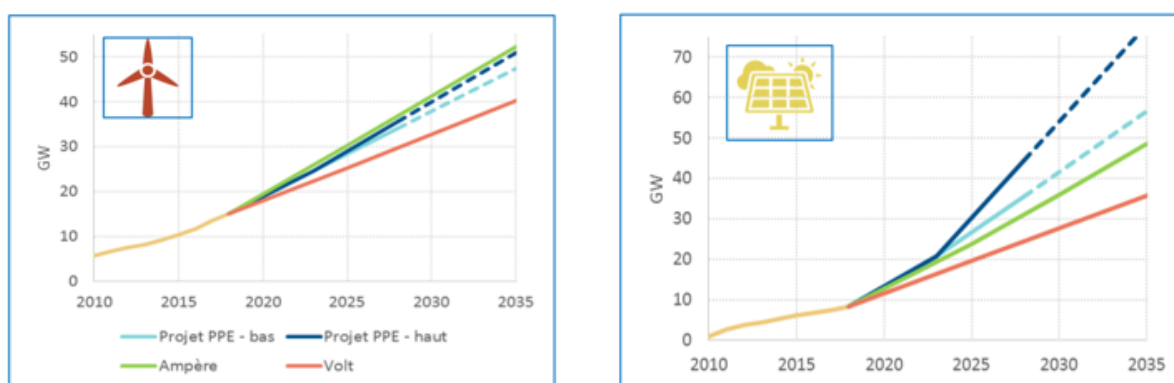


Figure 5 : prévisions d'évolution de la puissance installée en France des filières éolienne (gauche) et photovoltaïque (droite), selon différents scénarios.

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 entités 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 PR₁ (anciennement date D).

	Sites RPT	Sites RPD
Code de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> Des PA sont établis par tous les producteurs RPT RTE est destinataire des PA des installations RPT 	<ul style="list-style-type: none"> Les PA sont établis par les producteurs RPD non marginaux (> 1MW) Le GRD est destinataire des PA établi par des installations de RPD et il envoie à RTE des PA agrégés à la maille poste source Les installations RPD participant au MA ou aux SSY envoient leurs PA directement à RTE
CART et règles de marché	<ul style="list-style-type: none"> CART : les producteurs RPT doivent désigner un responsable de programmation Le RP est chargé de constituer des PA à l'attention de RTE 	<ul style="list-style-type: none"> Date PR₁ (ancienne date D) : les GRD de rang 1 envoient à RTE les PA agrégés à la maille poste source Les installations RPD participant au MA en implicite ou aux SSYf déclarent un RP qui envoient les PA directement à RTE Date PR₂ (ancienne date I) : les installations RPD participant au MA en déclarent un RP qui envoient les PA directement à RTE
En pratique	<ul style="list-style-type: none"> Une part importante des producteurs RPT ne respecte pas l'obligation de désigner un RP Une part des RP n'envoient pas de PA, ou des PA de mauvaise qualité 	<ul style="list-style-type: none"> Enedis a anticipé la date PR₁ et renvoie déjà des PA agrégés Une seule EDA implicite (70 MW) EnR permettant de récupérer des programmes directement

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

Actuellement, la puissance installée des filières 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.

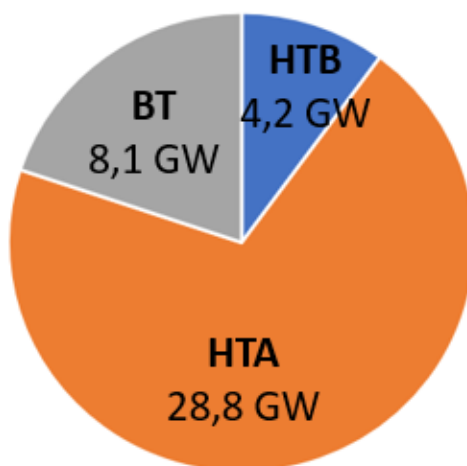


Figure 7 : répartition du raccordement de la puissance installée (éolien + photovoltaïque) en France (source : registre national des installations de production et de stockage d'électricité au 31/07/2023).

Il existe deux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pour en favoriser le développement : 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 puissance 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 où 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 la consultation

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 courrier 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 mêmes 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 PR₁ (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 1^{er} 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.

PR4.4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, les acteurs ont exprimé leurs craintes concernant le positionnement indicatif de la date de bascule (1^{er} janvier 2025), qui sera très difficile à tenir pour certains acteurs compte-tenu des chantiers SI en cours. RTE prend note de cette alerte et tient à rassurer les acteurs sur le déroulement de cette bascule. Si la récupération d'une programmation de qualité de la production située sur le RPD est cruciale pour RTE, il est tout aussi important d'aboutir à une solution pérenne et réaliste pour les acteurs. RTE réaffirme sa volonté d'accompagner au mieux tous les acteurs durant l'année 2024 et rappelle que le positionnement de la date de bascule peut être amené à évoluer selon l'avancement des travaux d'implémentation.

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 concernés 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 d'envoyer un programme pour le MA et les SSYf)
- Sont concernés 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 pour la consultation

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 responsable de réserve.

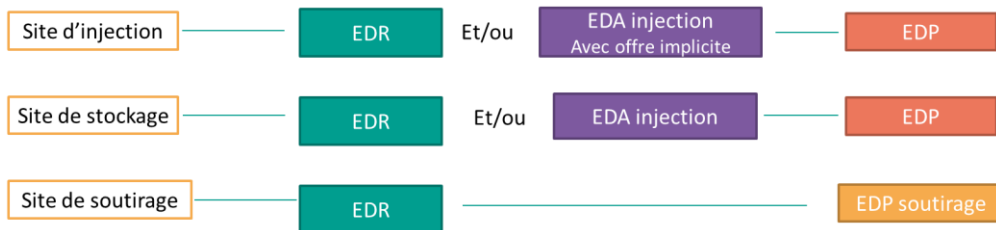


Figure 8 : description des cas où un site doit rejoindre une EDP et où le responsable de programmation doit la mentionner au GRD.

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.

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

- PR₁₄ pour le chapitre 1 ;
- MA₁₄ pour le chapitre 2 ;
- SY₁₄ pour le chapitre 4.

PR5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, l'ADEEF a signalé que la notion de RP n'existait pas dans le CARD, seulement la notion d' « acteur de flexibilité », qui recouvre les rôles d'acteur d'ajustement, de responsable de réserve, d'opérateur d'effacement, etc. Les chapitres 2 et 4 des règles de marché imposent cependant respectivement que l'AA / le RR soit également le RP des EDP entrant dans la composition de EDA / EDR de son périmètre : en pratique, l'interlocuteur des GRD reste le même. Pour cette raison, et parce que le chapitre 1 des règles lie contractuellement le RP plutôt que l'AA ou le RR, RTE propose de garder pour la saisine la formulation telle qu'elle est actuellement pour ne pas ajouter de complexité supplémentaire.

PR6. Passage à 96 guichets de programmation

PR6.1. 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 1^{er} 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.

PR6.2. Proposition de RTE pour la consultation

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 PR₄ pour le passage à 96 guichets de programmation dans le chapitre 1 ;
 - Date MA₄ 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 à 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.

PR6.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Dans le cadre de la consultation du projet de règles, quatre acteurs se sont exprimés sur la proposition de RTE. Il a ainsi été suggéré de prévoir une date de bascule pour marquer le début de la phase transitoire d'augmentation et de préciser que la notification associée sera réalisée avec un délai de prévenance minimum d'un mois. Les acteurs estiment que ces modalités permettront de maximiser la participation des acteurs (responsable de programmation et acteurs d'ajustement) à cette phase transitoire. Il a également été demandé, pour maximiser la participation des acteurs aux nouveaux guichets de programmation lors de la phase d'augmentation des guichets, que la notification de RTE annonçant le début d'une nouvelle configuration de guichets pendant la phase transitoire soit faite avec un délai minimum de 5 jours ouvrés au lieu de 2 jours. En outre, un acteur a demandé un engagement sur une durée maximale de la phase transitoire.

Après analyse des retours à la consultation RTE est favorable à certaines propositions qui permettent d'améliorer la proposition initiale tout en tenant compte de l'ensemble des contraintes et des risques inhérents à l'atteinte des 96 guichets.

Ainsi, RTE a intégré une date distincte pour le début de la phase d'augmentation des guichets avec un délai de notification. Il en est fait de même pour les guichets d'ajustement.

- La date PR₄ correspond donc au début de la phase d'augmentation des guichets au-delà des 24 guichets de programmation (avec un délai de notification de 2 mois pour donner suffisamment de temps aux acteurs pour lancer les dernières actions qui leur permettront de s'engager sur la phase transitoire d'augmentation des guichets, en sus de l'accompagnement qui sera réalisé en amont avec des ateliers techniques et une campagne de tests avec les acteurs) ;
- La date PR₅ correspond alors à la fin de la phase d'augmentation des guichets et l'atteinte des 96 guichets de programmation (avec un délai de notification de 1 mois car plus difficile à prévoir et comportant moins d'intérêt en terme de prévenance puisque la phase transitoire sera déjà engagée) ;
- L'ancienne date PR₅ relative à l'ouverture d'un guichet de programmation IJ à 18h en J-1 (autre proposition du présent projet de règles) devient la date PR₆.

En revanche, et comme expliqué lors de la concertation, RTE s'emploie à minimiser les contraintes qui pourraient allonger cette phase transitoire. L'atteinte des 96 guichets représente un changement majeur du processus opérationnel de conduite du système électrique et RTE n'est pas en mesure de s'engager sur la durée de cette phase transitoire qui peut être impactée par des éléments que RTE ne pourrait pas contrôler. RTE réitère sa volonté de réduire au maximum la durée de cette phase transitoire.

De plus, l'allongement du délai de prévenance pour notifier le passage à une nouvelle configuration avec incrément de guichet aurait pour conséquence l'allongement mécanique de la phase transitoire. En effet, RTE considère que l'allongement de ce délai de prévenance, faute de connaître en avance le nombre de configurations qui sera nécessaire pour atteindre les 96 guichets, se trouve en contradiction avec l'objectif de minimiser la durée de la phase transitoire (durée entre la configuration 24 guichets et la configuration cible des 96 guichets). Alors que les délais de prévenance avant le début de la phase transitoire d'augmentation des guichets et avant le passage définitif à 96 guichets pourraient permettre de maximiser la participation des acteurs en leur donnant la possibilité de se préparer à ces jalons importants, le délai de prévenance entre chaque configuration de guichets est moins contraignant pour la participation des acteurs. De fait, RTE devra éprouver chaque configuration un certain nombre de jours, qui pourraient être variables selon les configurations, avant d'envisager une autre configuration de guichets. Autrement dit, une certaine viabilité devra être assurée sur chaque configuration avant de passer à une autre configuration permettant une augmentation de guichets. RTE souhaite maximiser la participation des acteurs, mais il rappelle également que les acteurs n'ont pas l'obligation d'utiliser chaque guichet d'une nouvelle configuration. Ainsi, il n'est pas jugé nécessaire d'augmenter le délai de prévenance avant une configuration car un acteur pourra parfaitement utiliser davantage de guichets permis par la nouvelle configuration plusieurs jours après le passage à cette configuration par RTE. Par conséquent, RTE propose de rester sur un délai de 2 jours tout en ajoutant qu'il s'agirait de 2 jours ouvrés pour éviter des situations contraignantes pour les acteurs.

Enfin, un acteur a rappelé la nécessité de poursuivre les discussions techniques en concertation. Cet objectif est partagé par RTE et il est rappelé que, après finalisation de l'instruction interne relative à la conduite du changement nécessaire à l'évolution du cadencement du processus de gestion de l'équilibrage, des ateliers techniques seront organisés à partir du second trimestre 2024 avec les responsables de programmation et les acteurs d'ajustement pour raffiner les modalités techniques de la trajectoire d'augmentation progressive des guichets.

PR7. Amendements rédactionnels divers

PR7.1. Précision sur les redéclarations hors guichet

PR7.1.1. Contexte

L'article 1.1.3.2.4 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 pour la consultation

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.

PR7.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

PR7.2. Suppression de l'article 1.F.3.3

PR7.2.1. 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 1^{er} 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.

PR7.2.2. Proposition de RTE pour la consultation

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

PR7.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

PR7.3. Suppression de la date C

PR7.3.1. 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 agrégations 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).

PR7.3.2. Proposition de RTE pour la consultation

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

PR7.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

Section relative aux évolutions du
Mécanisme d'Ajustement

Chapitre 2 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU MECANISME D'AJUSTEMENT

MA1. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE	46
MA2. CLARIFICATION DE L'USAGE DU MA POUR LA CORRECTION DE PE LORS DE CONGESTIONS DU RPT	46
MA2.1. Contexte	46
MA2.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	46
MA2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	47
MA3. MODALITES DE PARTICIPATION A LA PLATEFORME MARI	47
MA3.1. Contexte générale.....	47
MA3.2. Qualification d'acteurs d'ajustement et aptitude à la participation de la plateforme MARI.....	48
MA3.2.1 Contexte	48
MA3.2.2 Proposition de RTE pour la consultation.....	48
MA3.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	48
MA3.3. Construction d'une offre d'ajustement standard de mFRR	49
MA3.3.1 Contexte	49
MA3.3.2 Proposition de RTE pour la consultation.....	49
MA3.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	51
MA3.4. Utilisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE	51
MA3.4.1 Contexte	51
MA3.4.2 Proposition de RTE pour la consultation.....	51
MA3.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	52
MA3.5. Valorisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE.....	52
MA3.5.1 Contexte	52
MA3.5.2 Proposition de RTE pour la consultation.....	52
MA3.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	54
MA3.6. Calcul du volume commercial d'une offre d'ajustement spécifique par RTE	55
MA3.6.1 Contexte	55
MA3.6.2 Proposition de RTE pour la consultation.....	55
MA3.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	55
MA3.7. Indicateurs et publications.....	55
MA3.7.1 Contexte	55
MA3.7.2 Proposition de RTE pour la consultation.....	56
MA3.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	56
MA4. EVOLUTIONS RELATIVES A LA PLATEFORME TERRE	56
MA4.1. Rémunération des offres d'ajustement standards de RR activées pour la contrôlabilité des interconnexions	56

MA4.1.1 Contexte	56
MA4.1.2 Proposition de RTE pour la consultation	56
MA4.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	57
MA4.2. Rémunération des offres d'ajustement standard de RR se superposant à l'activation d'une offre d'ajustement spécifique	57
MA4.2.1 Contexte	57
MA4.2.2 Proposition de RTE pour la consultation	58
MA4.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	58
MA4.3. Ajout d'un motif d'exclusion des offres d'ajustement standards de RR	58
MA4.3.1 Contexte	58
MA4.3.2 Proposition de RTE pour la consultation	58
MA4.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	58
MA5. SYMETRISATION DE LA FORMULATION DES PRIX SUR LES OFFRES D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE	59
MA5.1. Contexte et problématique	59
MA5.2. Proposition de RTE pour la consultation	59
MA5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	59
MA6. EVOLUTION DU CADRE RELATIF AUX PETITES OFFRES D'AJUSTEMENT	59
MA6.1. Contexte	59
MA6.2. Rappel des évolutions réglementaires	60
MA6.3. Analyse de la situation actuelle	61
MA6.4. Proposition de RTE pour la consultation	63
MA6.5. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	65
MA7. MISE EN ŒUVRE DU PROCESSUS EUROPEEN DE L'ANALYSE SECURITE COORDONNEE (CSA)	66
MA7.1. Contexte	66
MA7.2. Processus actuel	66
MA7.3. Proposition de RTE pour la consultation	67
MA7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	67
MA8. PASSAGE A 96 GUICHETS D'OFFRES	67
MA9. GRANULARITE DES CUO	68
MA9.1. Contexte	68

MA9.2. Problématique	68
MA9.3. Proposition de RTE pour la consultation	68
MA9.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	69
MA10. EVOLUTION DES METHODES DE CONTROLE DU REALISE	69
MA10.1. Méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation »	69
MA10.1.1 Contexte	69
MA10.1.2 Proposition de RTE pour la consultation	69
MA10.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	71
MA10.2. Méthode du « rectangle simple »	71
MA10.2.1 Contexte	71
MA10.2.2 Proposition de RTE pour la consultation	71
MA10.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	72
MA11. VALORISATION DES ECARTS D'AJUSTEMENT	72
MA11.1. Contexte réglementaire	72
MA11.2. Problématique	74
MA11.3. Proposition de RTE pour la consultation	75
MA11.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	76
MA12. AUTRES EVOLUTIONS ET AMENDEMENTS REDACTIONNELS	76
MA12.1. Impossibilité pour une EDA injection RPD d'offrir en explicite en étant constituée d'une EDP	76
MA12.1.1 Historique de concertation	76
MA12.1.2 Contexte et problématique	77
MA12.1.3 Proposition de RTE pour la consultation	77
MA12.1.4 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	77
MA12.2. Suppression de l'article l'article 2.P.2	77
MA12.2.1 Contexte	77
MA12.2.2 Proposition de RTE pour la consultation	78
MA12.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	78
MA12.3. Suppression de l'article 2.P.3	78
MA12.3.1 Contexte	78
MA12.3.2 Proposition de RTE pour la consultation	78
MA12.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	78
MA12.4. DMO et utilisation de l'application de transmission des ordres d'ajustement	78
MA12.4.1 Contexte	78
MA12.4.2 Proposition de RTE pour la consultation	79
MA12.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	79
MA12.5. Calcul du volume défaillant	79
MA12.5.1 Contexte	79
MA12.5.2 Proposition de RTE pour la consultation	79
MA12.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	79

MA12.6. Précision sur le calcul du volume commercial	79
MA12.6.1 Contexte	79
MA12.6.2 Proposition de RTE pour la consultation	80
MA12.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	80
MA12.7. Suppression des contrats d'échange d'énergie d'ajustement entre GRT	81
MA12.7.1 Contexte	81
MA12.7.2 Proposition de RTE pour la consultation	81
MA12.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	81
MA12.8. Clarification de l'évolution d'une EDA en lien avec une EDR	81
MA12.8.1 Contexte	81
MA12.8.2 Proposition de RTE pour la consultation	82
MA12.8.1 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	82
MA12.9. Clarification du portage des surcoûts sur les ajustements.....	83
MA12.9.1 Contexte	83
MA12.9.2 Proposition de RTE pour la consultation	83
MA12.9.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	83
MA12.10. Modification de la définition de la capacité d'ajustement	83
MA12.10.1 Contexte	83
MA12.10.2 Proposition de RTE pour la consultation.....	83
MA12.10.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	83
MA12.11. Harmonisation MA/NEBEF sur la définition d'une EDA soutirage.....	84
MA12.11.1 Contexte	84
MA12.11.2 Proposition de RTE	84

MA1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée en juin 2023 auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant l'évolution de forme du chapitre 2 relatif au mécanisme d'ajustement ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe A2.4.

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 considérée comme une activation de flexibilité réseau.

MA2.2. Proposition de RTE pour la consultation

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

MA2.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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'éléments 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 version v1 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 pour la consultation

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.

MA3.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 pour la consultation

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 :

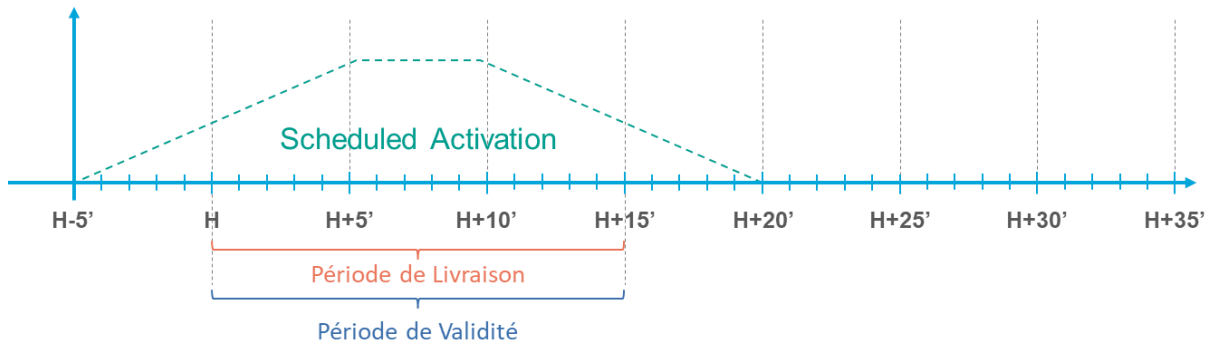
- La possibilité de définir le type d'activation (SA ou bien SA+DA) ;
- L'ajout d'un identifiant permettant de faire des liens entre les offres sur des quarts d'heure successifs afin de refléter des contraintes techniques ;
- L'ajout d'un identifiant permettant de faire des liens entre les offres d'un 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.

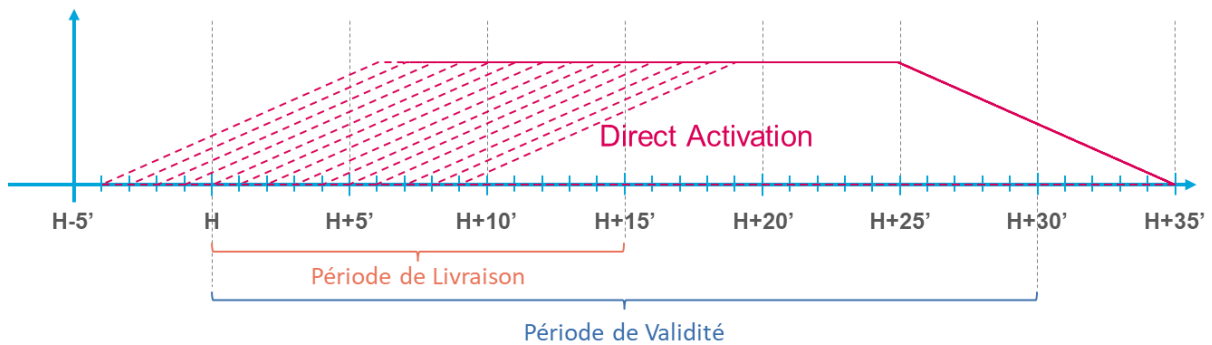
Les différents types d'activation possibles obligent à préciser les notions de période de livraison et de période de validité. Lors d'une activation programmée (SA) la période de livraison est alors identique à la période de validité de l'offre et correspond au pas quart d'heure sur lequel porte l'offre. 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 :

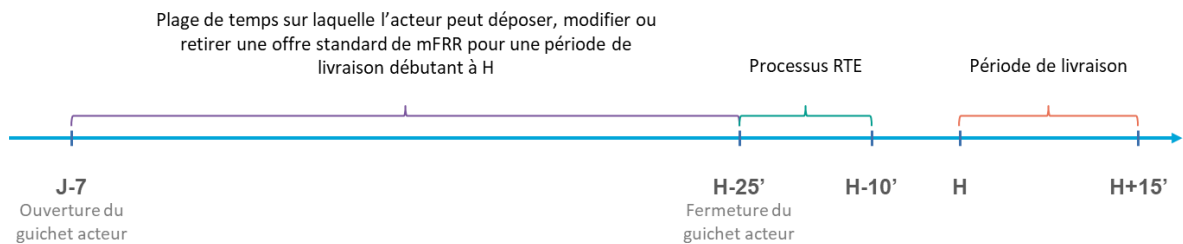


- Pour une activation directe de mFRR :



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 système.

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 période 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.

MA3.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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'équilibrage P=C.

MA3.4.2 Proposition de RTE pour la consultation

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.

MA3.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 pour la consultation

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 :

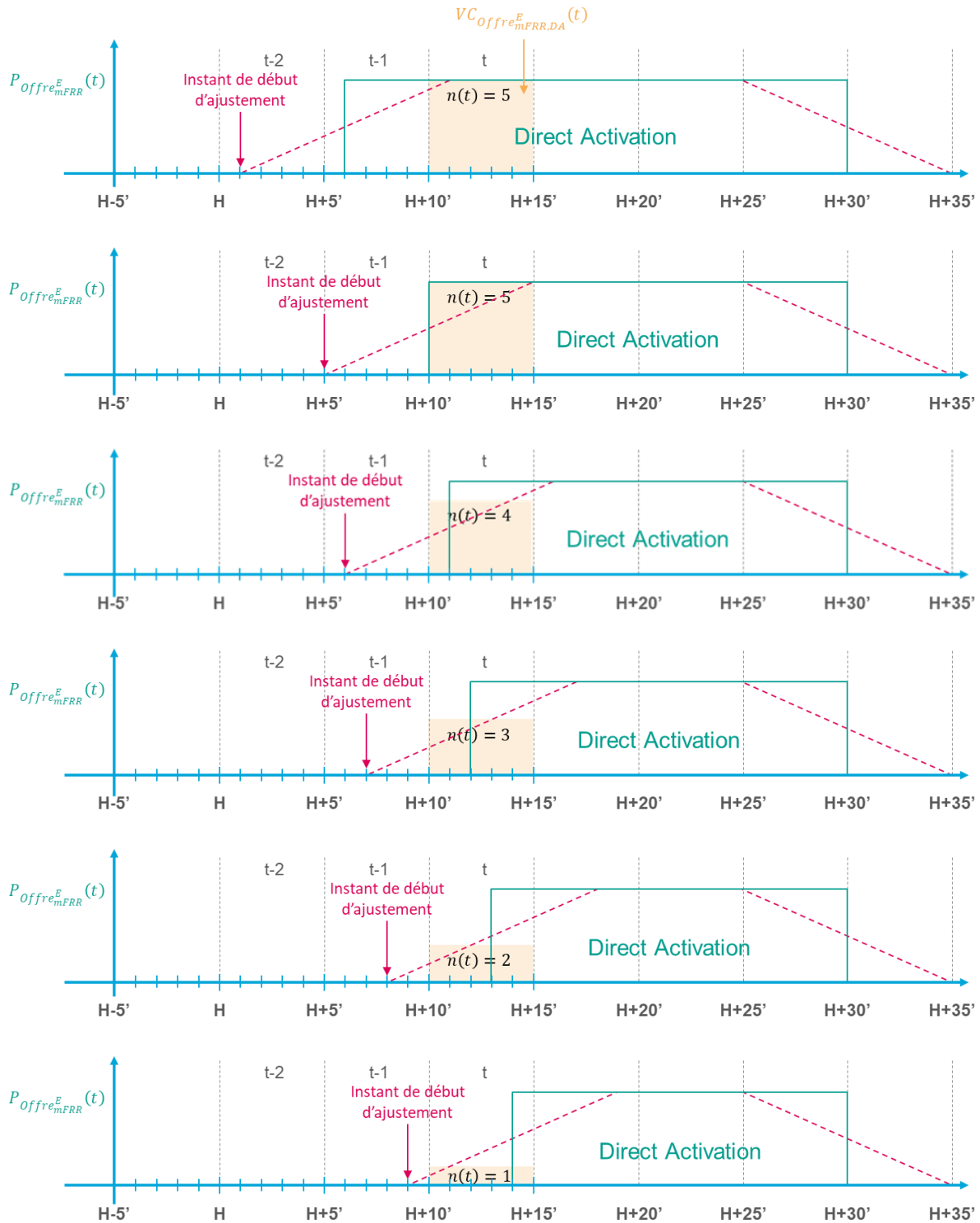
$$VC_{Offre_{mFRR,SA}^E}(t) = P_{Offre_{mFRR}^E}(t) \times \frac{5}{60}$$

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 :

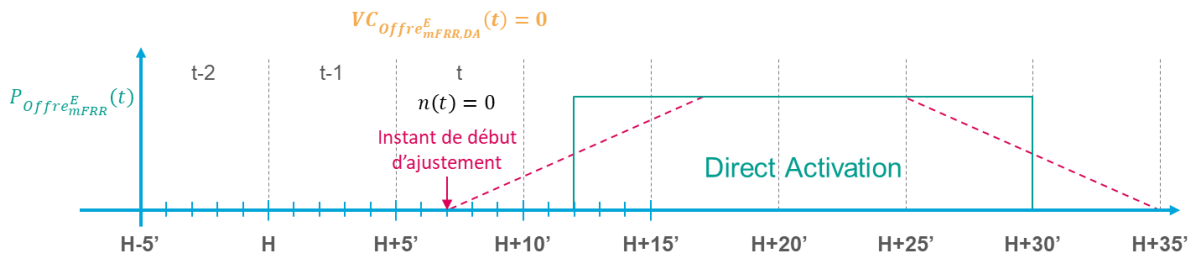
$$VC_{Offre_{mFRR,DA}^E}(t) = \frac{n(t)}{5} \times P_{Offre_{mFRR}^E}(t) \times \frac{5}{60}$$

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 :

$$\text{Rémunération}_{\text{offre}_{k,mFRR}^E}(EDA_j, t) = VC_{\text{offre}_{k,mFRR,SA}^E}(EDA_j, t) \times \text{Prix}_{\text{Marginal},mFRR,SA}(t)$$

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 :

$$\text{Rémunération}_{\text{offre}_{k,mFRR,H}^E}(EDA_j, t) = VC_{\text{offre}_{k,mFRR,DA,H}^E}(EDA_j, t) \times \text{Prix}_{\text{Settlement},mFRR,DA,H}(t)$$

$$\text{Rémunération}_{\text{offre}_{k,mFRR,B}^E}(EDA_j, t) = VC_{\text{offre}_{k,mFRR,DA,B}^E}(EDA_j, t) \times \text{Prix}_{\text{Settlement},mFRR,DA,B}(t)$$

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.

MA3.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé à faire apparaître, directement dans le chapitre 2, des précisions sur la détermination du prix de règlement dans le cadre d'une offre standard activée de manière directe.

La détermination du prix de règlement pour une offre standard de mFRR activée de manière directe est en effet détaillée dans l'article 6 de la "Methodology for pricing balancing energy". RTE récupère uniquement le résultat final du calcul réalisé par l'algorithme de la plateforme MARI permettant de construire le "prix de settlement".

Ainsi la méthodologie de calcul n'a pas vocation à être inscrite dans les règles de marché.

³ [Microsoft Word - ACER Decision on the Methodology for pricing balancing energy - Annex I \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu/Microsoft%20Word%20-%20ACER%20Decision%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy%20-%20Annex%20I)

A noter que des discussions européennes sont en cours à propos d'un potentiel changement de méthode de calcul du prix (notamment pour les offres concernant le Direct Activation), c'est pourquoi la description des termes utilisés dans les formules de rémunération des offres directes détaillées à l'article 2.M.4.1.2 reste suffisamment large. Des précisions pourront ainsi être apportées à cet article dans une prochaine version du chapitre 2 sous condition que la méthodologie de calcul soit stabilisée.

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 pour la consultation

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 MA₁₁ (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 MA₁₁ et MA₁₂ 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).

MA3.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 RTE⁴. 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 MA₁₅.

⁴ [Equilibrage - RTE Portail Services \(services-rte.com\)](https://services-rte.com)

MA3.7.2 Proposition de RTE pour la consultation

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 volumes d'offres standard de mFRR activés etc. L'exhaustivité des indicateurs sont listés dans l'article 2.P.1 des règles MA-RE v1.

MA3.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé de faire préciser directement dans les règles les valeurs que peuvent prendre le paramètre « $n(t)$ » en fonction du début d'activation de l'ajustement. Cette précision a été apportée à l'article 2.M.3.1.2.

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 pour la consultation

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 marginal 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 marginal 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 marginal sur la première demi-heure est inférieur au prix d'offre mais la rémunération horaire au prix marginal ($5 * \frac{10}{2} + 20 * \frac{10}{2} = 125\text{€}$) est bien supérieure à la rémunération au prix d'offre ($10 * 10 = 100\text{€}$).

MA4.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé une clarification sur le contexte qui amène à retirer cette disposition.

Avant juillet 2022, un ajustement standard activé pour satisfaire la contrôlabilité des flux était rémunéré au prix d'offre et générait un surcoût pour cause réseau égal à la différence entre le prix d'offre et le prix marginal. Depuis juillet 2022, ce type d'activation est rémunéré au prix marginal. Il n'est donc plus possible d'occasionner un surcoût égal à la différence entre le prix de rémunération de l'offre et le prix marginal.

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'ordre 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 :

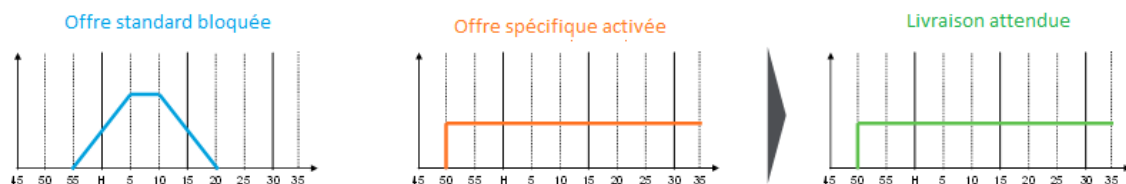


Figure 10 : exemple d'activation d'offres standard et spécifique

- $Rémunération = A \times \text{Prix d'offre spécifique hausse} + (B + C) \times \text{Prix marginal standard} - C \times \text{Prix d'offre spécifique hausse}$

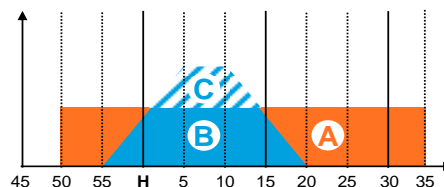


Figure 9 : méthode de rémunération dans le cas où des activations standard et spécifique se superposent

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 pour la consultation

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

MA4.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 pour la consultation

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.

MA4.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 pour la consultation

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.

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

Cette évolution a été accueillie favorablement par un acteur. Il n'y pas eu d'autres précisions concernant cette évolution qui sera intégré au projet de règles v1.

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 1^{er} 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 chaîne 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 chaîne 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	<ul style="list-style-type: none"> • EDA compatibles avec TERRE, sans obligation d’offrir le volume en standard et en spécifique • Ouvert aux sites de stockage stationnaire 	<ul style="list-style-type: none"> • EDA non compatibles avec TERRE • Applicable à une EDA pour une période 7 ans (à compter de sa création, cadre mis en place au 1^{er} 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 ;

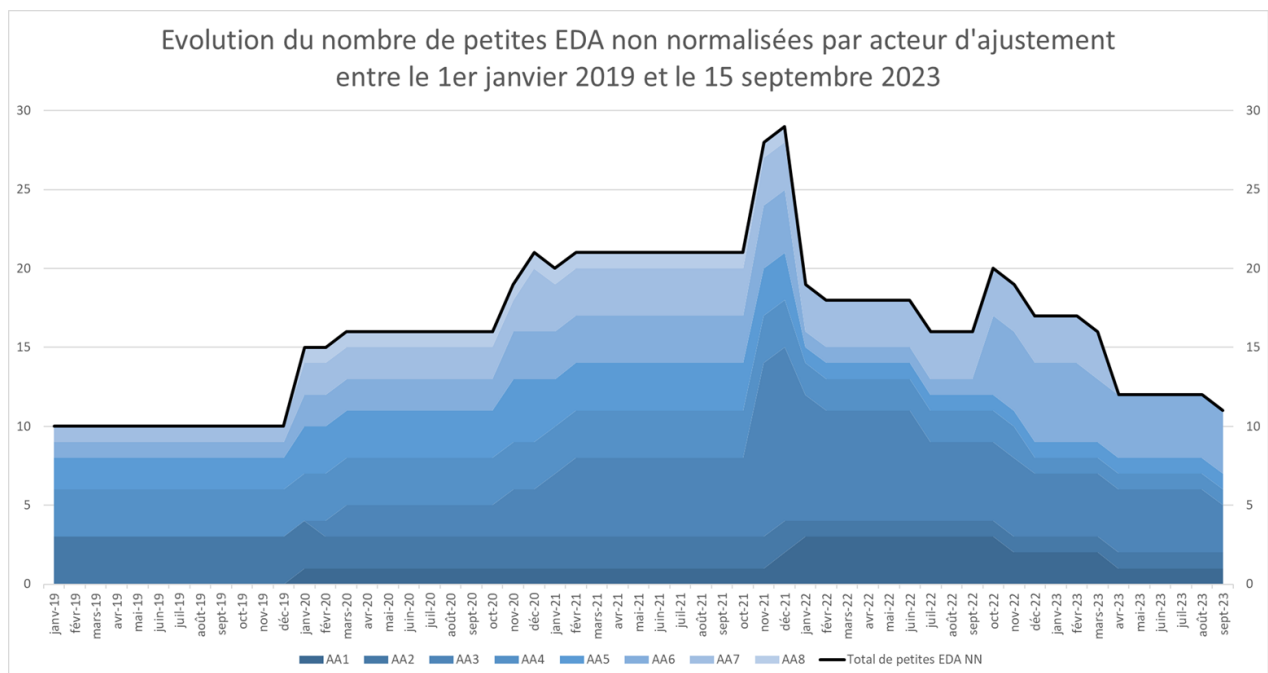
- Prolongation du cadre dérogatoire des petites EDA non normalisées à 7 ans (jusqu'au 1er janvier 2026).

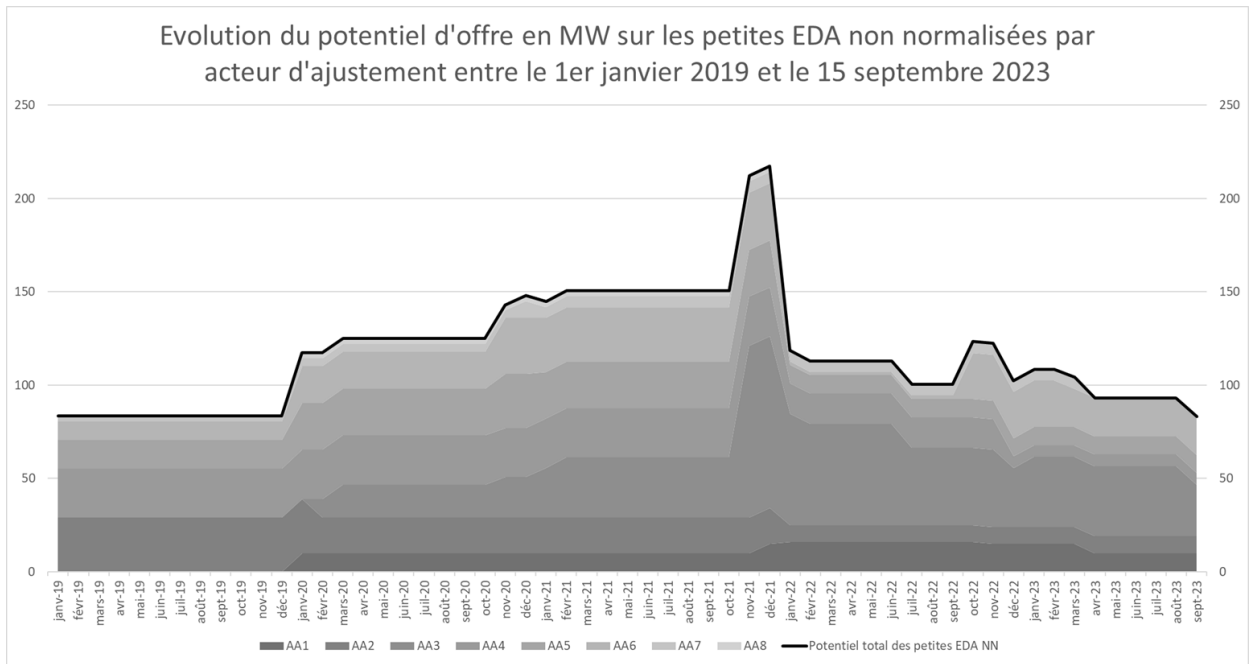
Le cadre dérogatoire pour les petites EDA « non standardisée » a été mis en place au 1^{er} janvier 2019, initialement avec période d'application possible sur une durée de 3 ans à compter de la date de création de l'EDA. Ce cadre fut prolongé avec les règles MA-RE v9.2 entrée en vigueur au 1^{er} septembre 2021 pour assurer une continuité réglementaire. Ce cadre fut ensuite prolongé jusqu'au 1^{er} janvier 2026 avec les règles MA-RE v10 qui sont entrée en vigueur au 1^{er} 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

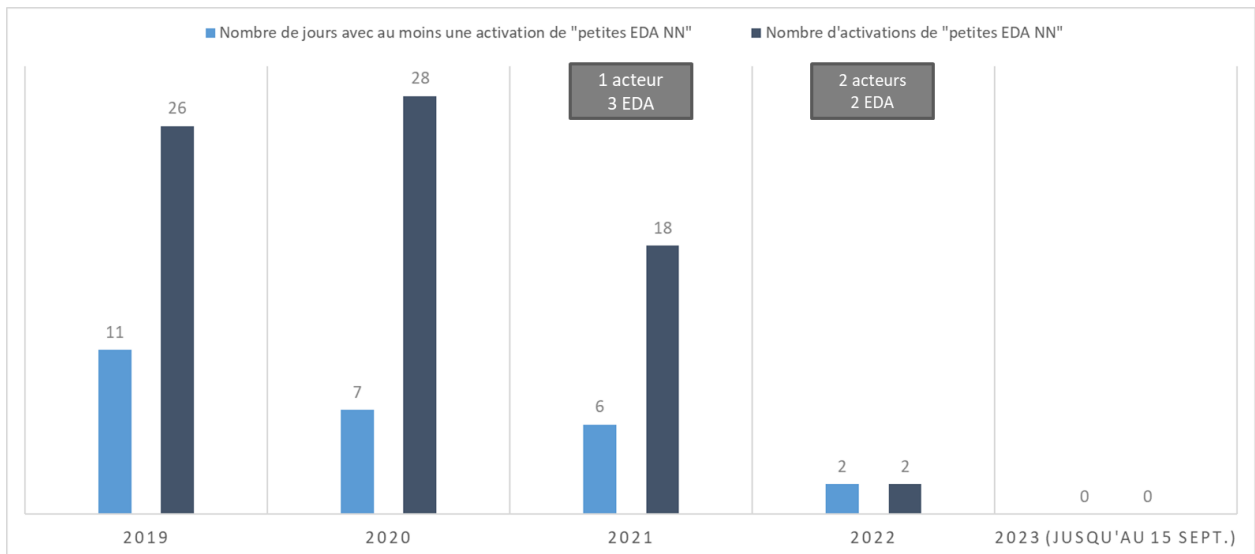
Suite aux dernières évolutions du cadre dérogatoire, RTE a souhaité analyser l'évolution des petites EDA « non normalisées » depuis le 1^{er} janvier 2019 jusqu'au 15 septembre 2023, et ce, afin de concevoir un cadre réglementaire stable pour les acteurs et cohérent avec les processus opérationnels de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

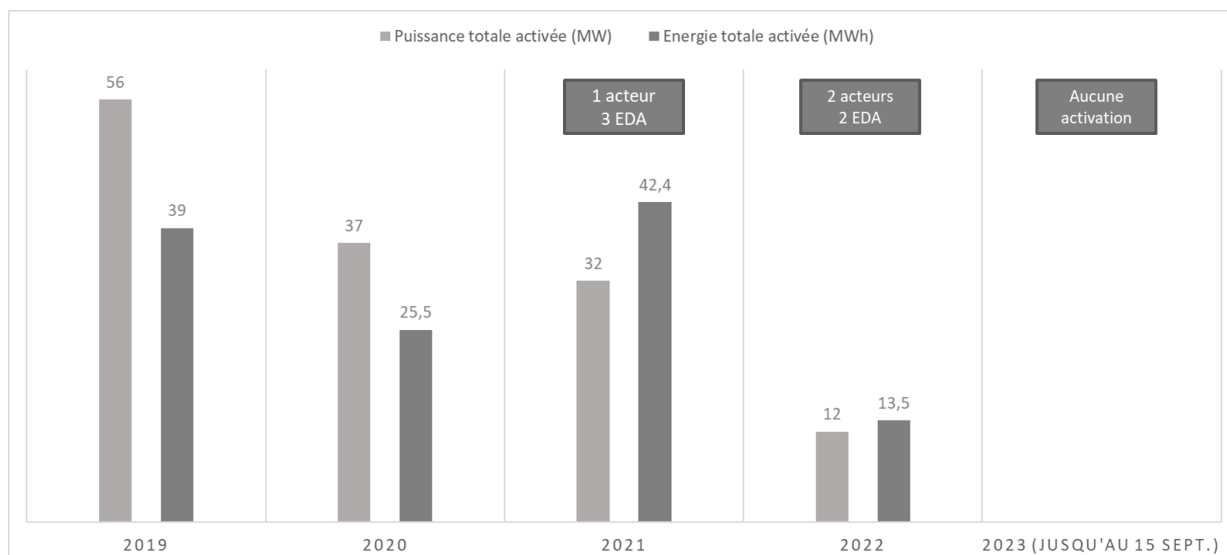




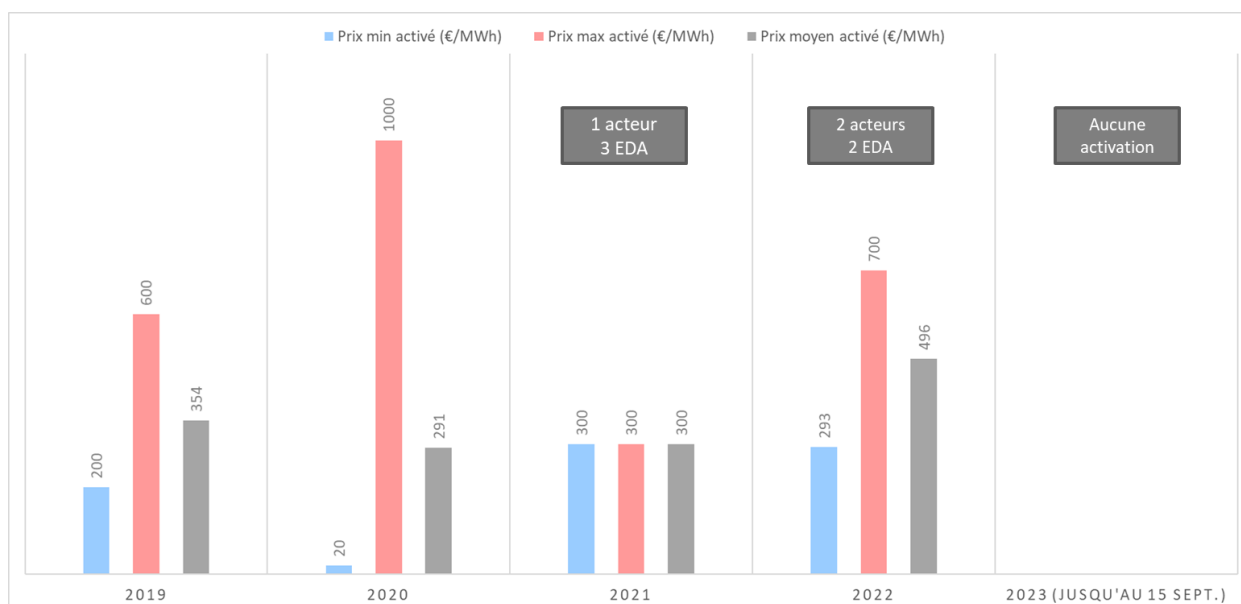
De la même manière, le nombre d'activations et de jours d'activations est en forte baisse. En 2022, il n'y a eu que 2 activations sur 2 jours et réparties sur 2 acteurs d'ajustement. Tandis que l'année 2023 ne recense à ce jour aucune activation.



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 activés 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 pour la consultation

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 D_{Omin} 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 :

- $DMO \leq 30$ minutes
- $D_{Omin} \leq 30$ 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 » possèdent un DMO et D_{Omin} 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 (MA₁₀) 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 MA₂ 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 <u>hausse / baisse et explicite</u>	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.

MA6.5. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, un acteur s'est montré favorable à cette évolution. Une demande de précision a également été formulée sur la limitation du nombre de MW pour les petites offres « normalisées ».

La mise en place d'une limite d'un nombre de MW d'activations, telle qu'elle existait sur les petites EDA "non normalisées", n'est pas envisagée dans la proposition d'évolution de RTE. L'objectif est d'avoir des offres qui permettent d'éviter ce type de limite sur le volume total des activations de petites offres "normalisées".

RTE propose donc de conserver la proposition faite en consultation.

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 pour la consultation

En conséquence, RTE propose de faire évoluer l'article relatif au délai maximum DMO+1h en y introduisant deux exceptions pour lesquelles 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.

MA7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA8. Passage à 96 guichets d'offres

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

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 PR₁₅ 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 pour la consultation

En conséquence, RTE propose d'introduire une date d'entrée en vigueur différée MA₁₃ 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).

MA9.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 la consultation

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 précédents 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 de la méthode « par historique de consommation », le gestionnaire de réseau de distribution doit transmettre à RTE les courbes de consommation des sites de soutirage concernés à partir du 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} janvier 2023, 10% auparavant,
- 7 % pour l'erreur de centrage depuis le 1^{er} janvier 2023, 3 % auparavant, l'erreur de centrage n'étant valable que pour la méthode par prévision.

MA10.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 dû être soutirée par le site sur toute la durée de l'effacement.

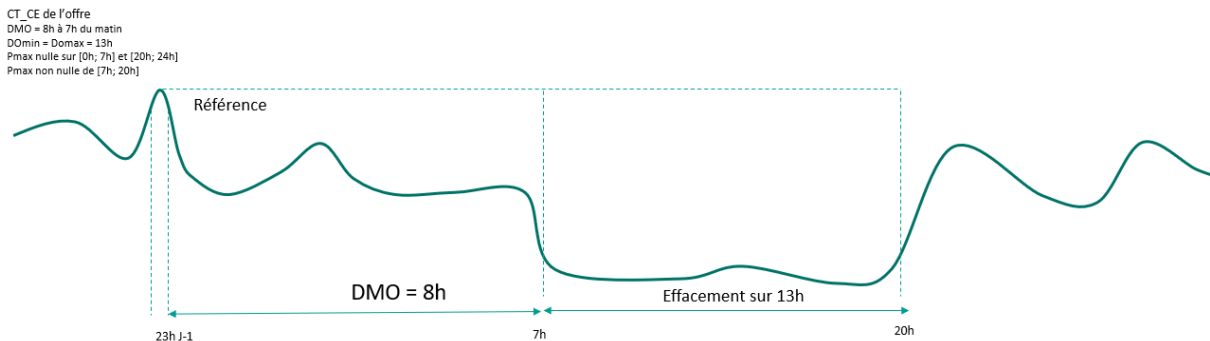


Figure 11 : exemple de courbe de charge

MA10.2.2 Proposition de RTE pour la consultation

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 MA₂ (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.

MA10.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs se sont prononcés sur cette évolution. Un premier acteur s’est montré en faveur de cette évolution. Un deuxième acteur a exprimé des doutes concernant sa mise en place.

Une proposition de modification de la méthode rectangle simple a été présentée, afin de rendre cette méthode plus fiable et plus adaptée pour évaluer le volume réalisé.

- Cette modification est valable pour les sites de soutirage et d’injection.
- RTE entend la position de certains acteurs concernant l’incompatibilité de certaines modalités avec le mécanisme de capacité.

Le mécanisme de capacité actuel demande actuellement une plage de disponibilité de 7H à 15H, ce qui rend en effet l’utilisation de cette méthode peu compatible. Néanmoins, dans le futur mécanisme de capacité, l’orientation se porte sur une diminution de cette plage.

Par ailleurs, il est possible de passer à la méthode par prévision ou historique pour les sites de soutirages.

Concernant les sites d’injection, il est prévu de passer à une participation en explicite avec l’envoi d’un programme d’appel, comme déjà précisé dans le rapport d’accompagnement des règles MA-RE V10.

RTE maintient donc cette évolution dans le chapitre 2 du projet de règles de marché v1.

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.

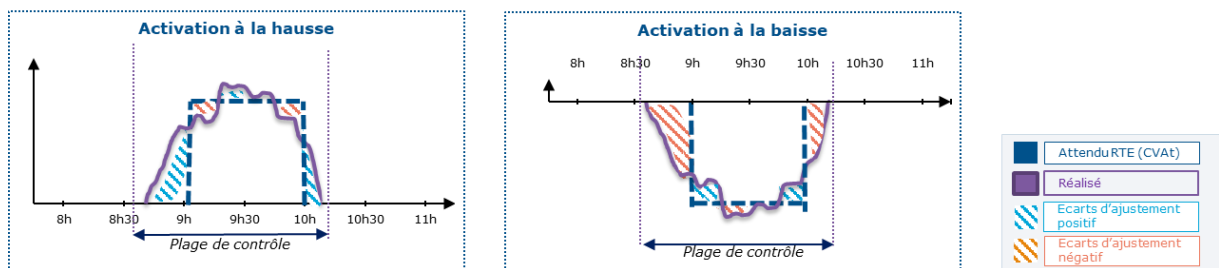


Figure 12 : exemples d'écarts d'ajustement

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

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

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

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 :

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

Pour les écarts d'ajustement négatifs :

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

Où :

- $Montant(EA_+(EDA_j, t))$ et $Montant(EA_-(EDA_j, t))$ 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 pour la consultation

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 MA₃₁. 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 ($EA_+(EDA_j, t)$)	$EA_+(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1 - \alpha)$	$EA_+(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1 + \alpha)$
Montant ($EA_-(EDA_j, t)$)	$EA_-(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1 + \alpha)$	$EA_-(EDA_j, t) \times PREA(t) \times (1 - \alpha)$

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	$PREA(t) = Prix_{Offre_{Spé}^E}(EDA_j, t)$
Ajustement Standard	$PREA(t) = Prix_{Valorisation_{Std}^E}(t)$
Ajustement Spécifique concomitant Ajustement Standard	$PREA(t) = \frac{Prix_{Offre_{Spé}^E}(EDA_j, t) \times VC_{Offre_{Spé}^E} + Prix_{Valorisation_{Std}^E}(t) \times VC_{Offre_{Std}^E}(t)}{VC_{Offre_{Spé}^E}(EDA_j, t) + VC_{Offre_{Std}^E}(t)}$

MA11.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Dans le cadre de la consultation, trois acteurs se sont exprimés sur cette évolution. Un acteur en faveur de sa mise en place, et deux acteurs ont questionné le calcul proposé, ainsi que l'arrivée de cette proposition en fin du cycle de concertation.

C'est une évolution structurante qui mérite d'être partagée plus amplement avec les acteurs afin que RTE décide de sa mise en œuvre.

Par ailleurs, des discussions européennes incitent RTE à la prudence quant à la modification du calcul du PREA. Cela fait référence notamment à la création du code Demand Response, qui pourrait induire une mise à jour de « l'Imbalance Settlement Harmonisation (ISH) Methodology » qui établit les modalités de calcul du Prix de Règlement des Ecart (PRE). Le PREA actuel étant proche en terme de construction du Prix de Règlement des Ecart, les acteurs d'ajustements étant tenus responsable des écarts qu'ils occasionnent au système en ne respectant par les activations demandées, RTE souhaite donc connaître le point de sortie de ces discussions, afin de mettre en place une solution cohérente avec l'ISH methodology.

RTE n'inclura donc pas cette évolution dans la version v1 et propose de continuer à travailler cette proposition pour une future version. Des analyses seront poursuivies en 2024 sur les situations qui découleraient de situations opportunistes.

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 1^{er} 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 mécanisme 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 cycles 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 MA₂ (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 MA₂ 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 pour la consultation

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 MA₂. 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 MA₂ figurant à l'article 2.C.2 a été mise à jour pour corréliser 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).

MA12.1.4 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 globales de surveillance des marchés de l'électricité.

MA12.2.2 Proposition de RTE pour la consultation

Etant donné que cet article apparaît 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.

MA12.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 1^{er} 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 1^{er} 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 événements 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 pour la consultation

Etant donné que cet article apparaît 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.

MA12.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 pour la consultation

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.

MA12.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 pour la consultation

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'article 2.M.6, est satisfait :

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

Alors :

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

MA12.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 :

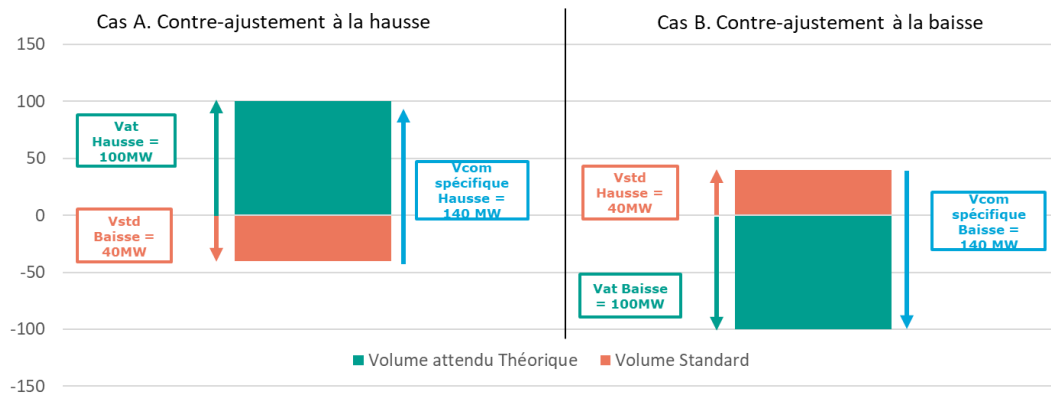


Figure 13 : exemples de contre-ajustements

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 connaître la formule à appliquer.

MA12.6.2 Proposition de RTE pour la consultation

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

MA12.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 1^{er} avril 2022, le mécanisme BALIT (BALancing Inter-TSOs) est obsolète.

MA12.7.2 Proposition de RTE pour la consultation

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.

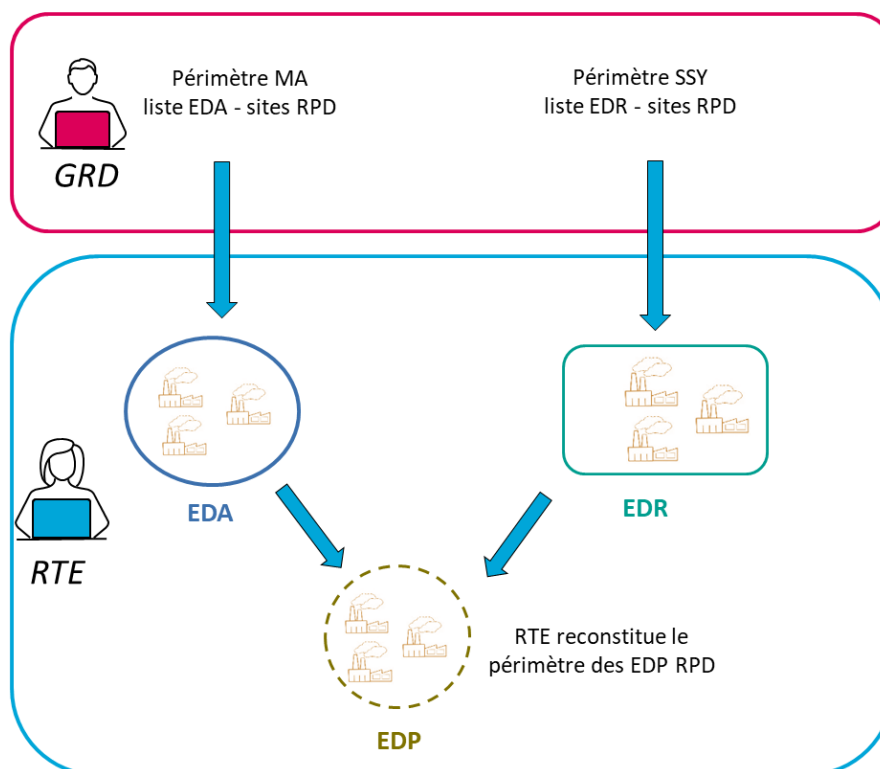
MA12.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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

MA12.8.1 Contexte

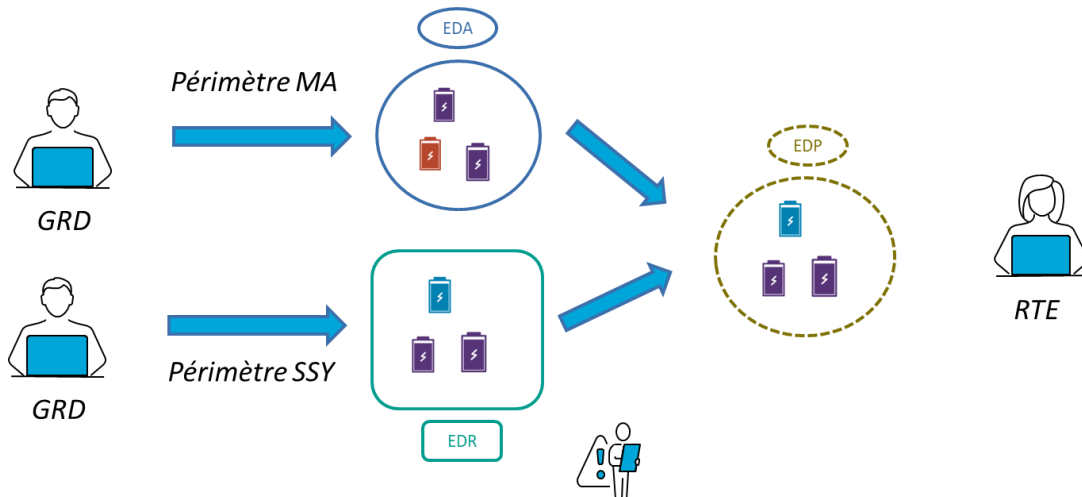
Avant la mise en place de la future évolution sur les périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSY (§PR5), RTE doit reconstituer des entités de programmation (EDP) cohérentes sur le RPD en fonction de la composition en sites des entités d'ajustement (EDA) et des entités de réserve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



La remontée des périmètres MA et SSYf doit être cohérente pour une bonne prise en 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 pour la consultation

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.

MA12.8.1 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 pour la consultation

Afin d'indiquer plus clairement que les surcoûts d'ajustements sont portés par un mécanisme tarifaire dédié, et non par le dispositif de Responsable d'Equilibre, RTE propose d'intégrer une précision 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.

MA12.9.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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

MA12.10.1 Contexte

Dans le cadre 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 pour la consultation

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

MA12.10.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.11. Harmonisation MA/NEBEF sur la définition d'une EDA soutirage

MA12.11.1 Contexte

Une modification de la définition des Entités d'Effacement (EDE) a été concertée dans le cadre des règles NEBEF V3.5, mais n'avait pas été intégrée au projet de règles présenté lors de la consultation.

Une Entité d'Effacement dans le Périmètre d'Effacement doit à présent respecter les conditions suivantes :

- Une EDE Télérelevée est constituée exclusivement de Sites de Soutirage Télérelevés raccordés, directement ou indirectement, sur le RPT ou sur le RPD, et dont la Puissance Souscrite est supérieure ou égale au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles MA/RE ;
- Une EDE Profilée est constituée de Sites de Soutirage dont la Puissance Souscrite est **strictement** inférieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles MA/RE.

Cette modification a été introduite afin de prendre en compte les sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA, mais dont la consommation n'est pas calculée par profilage. Celle représente notamment des sites avec une offre de marché qui n'est pas assimilable à un profil existant.

Il est donc nécessaire de mettre en cohérence le chapitre 2 avec les règles NEBEF V3.5 en vigueur.

MA12.11.2 Proposition de RTE

Les mentions **en gras** vont être ajoutées dans le projet de règles.

2.F.2.5. EDA Soutirage Télérelevée

Une EDA Soutirage Télérelevée est constituée exclusivement de Sites de Soutirage Télérelevés raccordés, directement ou indirectement, sur le RPT ou sur le RPD, **et dont la Puissance Souscrite est supérieure ou égale au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre 3 des Règles de Marché.**

2.F.2.6. EDA Soutirage Profilée

Une EDA Soutirage Profilée est constituée de Sites de Soutirage dont la Puissance Souscrite est **strictement** inférieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au Chapitre 3.

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 L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE	88
RE2. PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES.....	88
RE2.1. Contexte.....	88
RE2.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	88
RE2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	89
RE3. CORRECTION DE PE POUR LES FLEXIBILITES RESEAU RPT	90
RE3.1. Contexte.....	90
RE3.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	90
RE3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	90
RE4. MISE EN PLACE D'UN FLUX FINANCIER POUR LES FLEXIBILITES RESEAU SOUS OBLIGATION D'ACHAT	91
RE4.1. Contexte.....	91
RE4.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	91
RE4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	92
RE5. INTEGRATION DES FLEXIBILITES RESEAU DANS LE CAE	93
RE5.1. Contexte.....	93
RE5.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	93
RE5.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	93
RE6. EVOLUTION DU TRAITEMENT DES SITES AU MODELE « SANS PRISE EN COMPTE DE L'ENERGIE DE REGLAGE » SSYF POUR LES ECARTS RE	93
RE6.1. Contexte.....	93
RE6.2. Proposition de RTE pour la consultation.....	94
RE6.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	94
RE7. SIMPLIFICATION DES ANNEXES DE RATTACHEMENT RE	95

RE7.1. Contexte	95
RE7.2. Proposition de RTE pour la consultation	95
RE7.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	95
RE8. REFORMULATION DES MODALITES RELATIVES A LA PROGRAMMATION DES ECHANGES DE BLOC (PEB)	95
RE8.1. Contexte	95
RE8.2. Proposition de RTE pour la consultation	95
RE8.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	97
RE9. REVISION DU QUESTIONNAIRE CLIENT (KYC)	97
RE9.1. Contexte	97
RE9.2. Proposition de RTE pour la consultation	97
RE9.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	98
RE10. SUPPRESSION DU PLAFOND DU MONTANT DE GARANTIE FINANCIERE POUR LES RE DECLARATIFS	98
RE10.1. Contexte	98
RE10.2. Proposition de RTE pour la consultation	98
RE10.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	98
RE11. AUTRES EVOLUTIONS	98
RE11.1. Correction d'une coquille dans un paragraphe de l'article 3.L.1	98
RE11.1.1. Contexte	98
RE11.1.2. Proposition de RTE pour la consultation	98
RE11.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	99
RE11.2. Précision sur la prise en compte des offres d'ajustement standard de RR dont l'ordre a été bloqué .	99
RE11.2.1. Contexte	99
RE11.2.2. Proposition de RTE pour la consultation	99
RE11.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	99
RE11.3. Amendement de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités	99
RE11.3.1. Contexte	99
RE11.3.2. Proposition de RTE pour la consultation	99
RE11.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE	99

RE1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

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 l'évolution de forme du 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 A2.5.

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 1^{er} 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 RE₁₅).

RE2.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'inscrire dans cette version de règles la trajectoire de bascule définie en concertation en 2022 et 2023. La stratégie concertée prévoit 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 RE₁₅. 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 RE₁₅ et date MA₁₅ seront identiques).

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

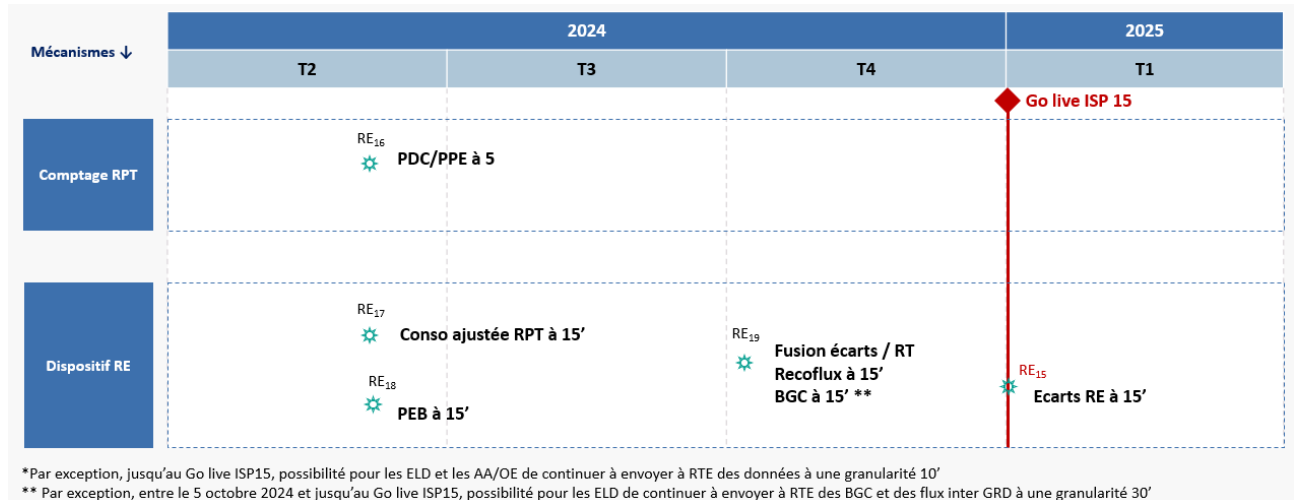


Figure 14 : déroulé prévisionnel du basculement par étapes pour atteindre ISP 15

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

Deux retours ont été reçus concernant cette proposition d'évolution.

Le premier retour concerne la disparition de la numérotation des courbes (C01, C02,...) avec la fusion des processus écarts et réconciliation temporelle. L'acteur exprime son souhait de conserver ces numérotations afin de faciliter l'identification des courbes dans le cadre des vérifications ou d'éventuelles contestations.

RTE a rappelé que la numérotation des courbes n'était pas homogène et que certaines numérotations dans les règles étaient obsolètes. Par soucis d'homogénéité, le choix a été fait de ne plus faire apparaître ces numérotations dans les règles, la fonction de la courbe étant portée par sa dénomination. Par ailleurs, avec la fusion des processus de reconstitution des flux (écart et réconciliation temporelle), certaines courbes vont disparaître, d'autres seront créées. La numérotation étant amené à évoluer, il a été jugé préférable d'y faire référence dans les guides utilisateurs SI. Une correspondance entre les anciens numéros de courbes et les nouveaux est également mise à disposition dans ces guides.

Le second retour questionnait sur la motivation de supprimer la mention « Pas de Règlement des Ecart » en référence à la granularité des données publiées.

Dans le cadre du passage du pas de règlement à 15 minutes, un principe de bascule progressive s'échelonnant sur l'année 2024, avec dates des pivots s'échelonnant de RE₁₅ à RE₁₉ a été mis en place. Les modalités transitoires de ces bascules ont été concertées en 2022 et répondaient à une volonté de permettre aussi bien au SI des acteurs qu'à celui de RTE de s'adapter progressivement aux évolutions de granularités impactant les mécanismes de marché.

La bascule du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes étant la dernière date de bascule du mécanisme RE (1^{er} janvier 2025), utiliser la maille « pas de règlement des écarts » pour des données dont le pas aurait déjà basculé en mode ISP15 ne faisait pas sens. Raison pour laquelle les définitions « Pas de Contrôle » et « Pas de Temps » ont été introduites dans les Dispositions Générales.

Dans les cas où le pas de la donnée ne faisait pas référence à l'écart du RE, la notion de « Pas de Règlement des Ecart » a été supprimée ou remplacée par « Pas de Contrôle » ou « Pas de Temps ».

Pour ces 2 retours, RTE n'a pas retenu la proposition des acteurs.

Enfin, les réponses détaillées aux points mentionnés par les acteurs sont incluses dans les réponses aux retours de la consultation en annexe de ce document.

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 vigueur depuis le 1^{er} 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 pour la consultation

RTE propose d'inscrire la correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT dans 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 coïncider avec la mise en application de la nouvelle version du CART, prévue pour mi-2024. Une date pivot RE₂ avec un délai de notification de 1 mois est donc proposée pour l'entrée en vigueur de cette correction de périmètre d'équilibre.

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

Lors de la consultation, les acteurs ont remonté le besoin d'avoir accès au détail des volumes d'activation de flexibilités réseau ayant fait l'objet d'une correction de périmètre d'équilibre pour chaque site concerné, et non seulement agrégé à la maille RE. Ces informations permettront aux acteurs de répercuter les volumes d'énergie corrigés sur les factures des sites activés en tant que flexibilité réseau. RTE a connaissance de ce besoin et prévoit de transmettre aux RE concernés les informations relatives au volume d'énergie limitée par site pour les activations de flexibilités réseau RPT ayant fait l'objet d'une correction de périmètre d'équilibre. Les modalités de cette information (publication sur le Portail Services) seront concertées en AT pour les flexibilités réseau RPT et sont propres à chaque GRD pour les flexibilités réseau RPD.

Suite aux remarques des acteurs et dans un souci de clarté, RTE propose d'ajouter « les volumes résultant des activations de Flexibilité Réseau RPT » dans la liste des données dont le site autorise l'accès à son RE, mentionnées dans l'accord de rattachement d'un site à un RE (annexe 3.AE5). RTE propose également d'ajouter les « Flexibilités Réseau RPT » dans la liste des services que le Site peut fournir au titre des règles de marché et qui sont reconnus par son RE.

Enfin, les réponses détaillées aux points mentionnés par les acteurs sont incluses dans les réponses aux retours de la consultation (annexe A3).

RE4. Mise en place d'un flux financier pour les flexibilités réseau sous obligation d'achat

RE4.1. Contexte

Les corrections de périmètre d'équilibre proposées par RTE lors d'écrêttements 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, MA2 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.

RE4.2. Proposition de RTE pour la consultation

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

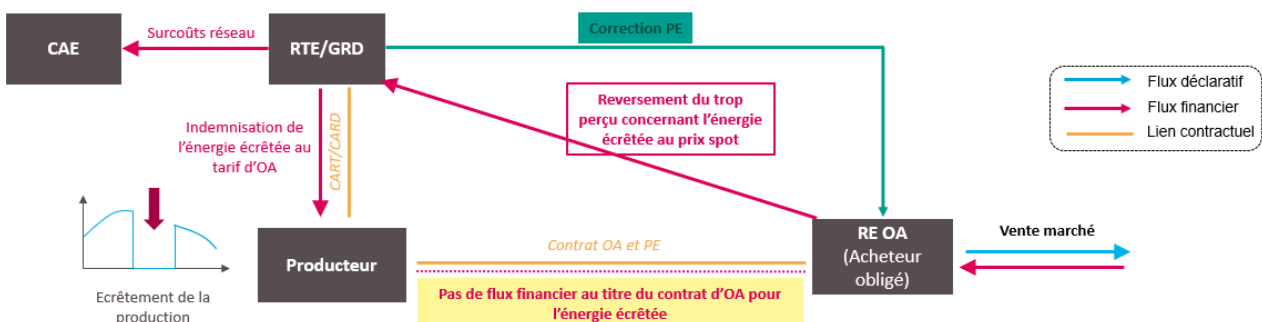


Figure 15 : récapitulatif des flux entre les acteurs pour la correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT sous OA.

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 RE5 RE5 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.

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

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE5. Intégration des flexibilités réseau dans le CAE

RE5.1. Contexte

La correction des périmètres RE des sites ayant subi 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.

RE5.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'intégrer le déséquilibre créé par l'activation de flexibilité réseau 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 RE₂ 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 1^{er} mars 2023, nous proposons d'intégrer cette composante dans le CAE dès l'entrée en vigueur des présentes règles.

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

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE6. Evolution du traitement des sites au modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » SSYf pour les écarts RE

RE6.1. 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 réglage 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.

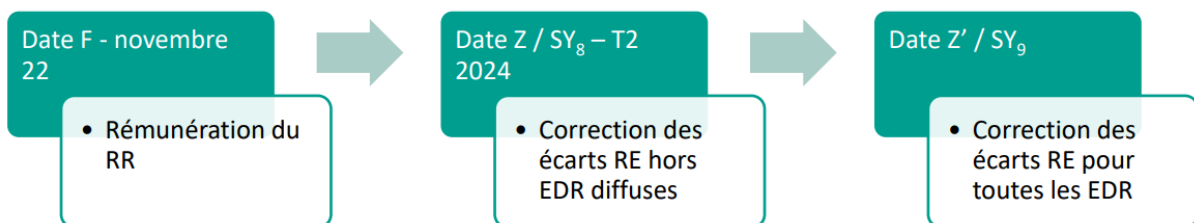
La rémunération des responsables de réserve est effective depuis novembre 2022.

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

RE6.2. Proposition de RTE pour la consultation

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 diffusés (date SY₈) puis EDR diffusés (date SY₉).



RE6.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE7. Simplification des annexes de rattachement RE

RE7.1. 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.

RE7.2. Proposition de RTE pour la consultation

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.

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

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE8. Reformulation des modalités relatives à la programmation des échanges de bloc (PEB)

RE8.1. 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.

RE8.2. Proposition de RTE pour la consultation

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 3.I.4;	Règles SI

<p>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 ;</p>	<p>3.1.4 Règles SI</p>
<p>3. Le PEB respecte les conditions et le formalisme décrit dans les règles SI ;</p>	<p>3.1.5</p>
<p>4. Le RE émetteur du PEB est soit le RE vendeur d'énergie, soit le RE acheteur d'énergie ;</p>	<p>Règles SI</p>
<p>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 ;</p>	<p>3.1.1 et 3.1.5 Règles SI</p>
<p>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 3.1.2 dont la validité court à minima jusqu'au jour de livraison du PEB inclus ;</p>	<p>3.1.5 Règles SI</p>
<p>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 ;</p>	<p>3.1.5 Règles SI</p>
<p>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 RE₁₅ ou strictement avant 23h45 en J après la date RE₁₅ ;</p>	<p>3.1.5 Règles SI</p>
<p>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 3.1.4 ;</p>	<p>3.1.5.1 et 3.1.5.2 Règles SI</p>
<p>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 3.D.2.</p>	<p>3.1.5.1 et 3.1.5.2 Règles SI</p>

- Reformuler le chapitre 3.1.5
- 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.

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

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE9. Révision du questionnaire client (KYC)

RE9.1. 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.

RE9.2. Proposition de RTE pour la consultation

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.

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

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE10. Suppression du plafond du montant de garantie financière pour les RE déclaratifs

RE10.1. 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€.

RE10.2. Proposition de RTE pour la consultation

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.

RE10.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE11. Autres évolutions

RE11.1. Correction d'une coquille dans un paragraphe de l'article 3.L.1

RE11.1.1. Contexte

Ce paragraphe de l'article 3.L.1 a été intégré dans la version applicable au 1^{er} 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 RE₁₅.

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 RE₁₅.

RE11.1.2. Proposition de RTE pour la consultation

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 RE₁₅.

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 RE₁₆ et la date RE₁₅.

RE11.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE11.2. Précision sur la prise en compte des offres d'ajustement standard de RR dont l'ordre a été bloqué

RE11.2.1. 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.

RE11.2.2. Proposition de RTE pour la consultation

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.

RE11.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Un acteur a remonté le fait que la rédaction des chapitres 3.Q.6.1 et 1.3.Q.6.2 relatifs respectivement aux Charges et aux Produits du Compte Ajustements Ecart n'était pas en cohérence avec les changements apportés à l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2 des règles du Mécanisme d'Ajustement.

RTE est en phase avec cette remarque et accepte la proposition d'adaptation des articles, en cohérence avec les modifications apportées dans le chapitre 2 article M.4.2.2.

RE11.3. Amendement de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités

RE11.3.1. 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.

RE11.3.2. Proposition de RTE pour la consultation

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.

RE11.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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 L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE	105
SY2. INTEGRATION DU PASSAGE A L'ISP15 DANS LES REGLES SSYF	105
SY2.1. Contexte	105
SY2.2. Besoins d'évolution	105
SY2.3. Proposition de RTE pour la consultation	106
SY2.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	108
SY3. PROCESSUS D'EVOLUTION DES ENTITES DE RESERVES (EDR)	109
SY3.1. Contexte	109
SY3.2. Proposition de RTE pour la consultation	109
SY3.2.1. Fréquence de mise à jour des périmètres	109
SY3.2.2. Processus d'échange entre RTE et les GRD	109
SY3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	110
SY4. CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE SECONDAIRE PAR L'APPEL D'OFFRES JOURNALIER NATIONAL	110
SY4.1. Proposition de RTE pour la consultation	110
SY4.2. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	111
SY5. REFONTE DE L'OUTIL DE CALCUL DES OBLIGATIONS DE RESERVES	112
SY5.1. Contexte	112
SY5.2. Proposition de RTE pour la consultation	112
SY5.2.1. Clarification du calcul de l'obligation de réserve au pas demi-horaire	112
SY5.2.2. Modernisation des flux de données	112
SY5.2.3. Ajout des modes dégradés	113
SY5.2.4. Ouverture des inaptitudes temporaires aux responsables de réserves avec plus de 5 EDR	113
SY5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE	113
SY6. REFONTE DE L'OUTIL DE CALCUL DE LA REMUNERATION, DES INDEMNITES ET DES ABATTEMENTS	114
SY6.1. Contexte	114
SY6.2. Besoins d'évolution	114

SY6.3. Proposition de RTE pour la consultation	115
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.....	115
SY6.3.2. Clarification du calcul des abattements et remplacement des pénalités à partir de la date SY ₅ :....	115
SY6.3.3. Suppression de la réduction d'indemnité	116
SY6.3.4. Décorrélacion des dates pivots d'évolution des formules d'indemnités et d'abattements pour la réserve primaire et secondaire.....	117
SY6.3.5. Evolution du processus de facturation	117
SY6.3.6. Mise à jour des modèles de fiches concernant les défaillances de réglage et les indisponibilités supérieures à 60 jours	119
SY6.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	119
SY7. SORTIE DE L'EXPERIMENTATION RELATIVE A L'UTILISATION DE SOUS-MESURES, REBAPTISEES SOUS-TELEMESURES.....	120
SY7.1. Contexte.....	120
SY7.2. Besoin d'évolution.....	120
SY7.3. Propositions de RTE pour la consultation.....	121
SY7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	121
SY8. EVOLUTION DES MODALITES DE CERTIFICATION DES EDR DIFFUSES	122
SY8.1. Contexte.....	122
SY8.2. Besoin d'évolution.....	122
SY8.3. Proposition de RTE pour la consultation	122
SY8.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	124
SY9. PARTICIPATION DES SITES SOUMIS A LIMITATION AUX SERVICES SYSTEME	124
SY9.1. Contexte.....	124
SY9.2. Proposition de RTE pour la consultation	125
SY9.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	125
SY10. EVOLUTION DE L'ANNEXE 4	126
SY10.1. Contexte	126
SY10.2. Proposition de RTE pour la consultation	126
SY10.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	126
SY11. EVOLUTIONS DE L'ANNEXE 12.....	127
SY11.1. Contexte	127

SY11.2. Proposition de RTE pour la consultation	127
SY11.2.1. Mise à jour des simulations et conditions sur les essais	127
SY11.2.2. Intégration d'un attestation sur la représentativité des essais	127
SY11.2.3. Modification des exigences sur les capteurs de mesure pour les EDR diffuses.....	127
SY11.2.4. Description de la gestion entre MA et SSyf pour les EDR mixtes.....	128
SY11.2.5. Modification du critère de tenue de 15min de FCR en cas d'État d'Alerte ou d'État d'Urgence (mise à jour de forme entre la consultation et la saisine).....	128
SY11.2.6. Modification du critère d'entrée et de sortie du mode réserve	131
SY11.2.7. Autres évolutions	131
SY11.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE.....	132
SY12. AUTRES EVOLUTIONS	132
SY12.1. Correction du renvoi vers le bilan de réserve utilisé dans le calcul des abattements	132
SY12.2. Evolution de la condition de participation effective avec la nouvelle convention d'exploitation	132
SY12.3. Evolutions de l'annexe 13	133
SY12.4. Evolutions de la trame de certification au réglage secondaire de fréquence « agrégats / stockage »	
133	

SY1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

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 l'évolution de forme du chapitre 4 relatif aux services système fréquence ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe A2.6.

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

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 système, 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 système 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes
4.M	Indemnités	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> Calcul des pénalités au pas 30 minutes basées sur les programmes d'appel au pas 30 minutes
4.M	Correction des périmètre RE	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 pour la consultation

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

Sujet	Modalités actuelles	Évolutions proposées
AO capacités	<ul style="list-style-type: none"> Publications sur portail services et la plateforme Transparency des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE au pas 30 min 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 PO sur le pas 30 minutes concerné

<p>Notification d'échange de réserve</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • 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
<p>Programmation</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Renvoi aux règles relatives au dispositif de programmation pour la programmation des services système qui permettent une programmation au pas 5', 15', 30' 	<ul style="list-style-type: none"> • 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
<p>Bilans de réserve</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • 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
<p>Rémunération des capacités de réglage</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Calcul de la rémunération des capacités de réglage au pas 30 minutes • Définition du PFC en €/MW/30 minutes 	<ul style="list-style-type: none"> • 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)
<p>Calcul des énergies de réglage</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • 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
<p>Valorisation des énergies de réglage</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes 	<ul style="list-style-type: none"> • Calcul de la valorisation de l'énergie de réglage au pas 15 minutes
<p>Indemnités</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Calcul des indemnités (au PA et au PM) au pas 30 minutes en cohérence avec le pas de calcul de bilans de réserve 	<ul style="list-style-type: none"> • Passage du calcul des indemnités au pas 15 minutes en cohérence avec le pas de calcul des bilans de réserve
<p>Abattements</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • Calcul du volume abattu au pas 15 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 15 minutes • Calcul de la valeur de l'abattement au pas 15 minutes

Pénalités	<ul style="list-style-type: none"> Calcul des pénalités au pas 30 minutes basées sur les programmes d'appel au pas 30 minutes 	<ul style="list-style-type: none"> Calcul des pénalités au pas 15 minutes basées sur la formule d'abattement post SY₄
Correction des périmètres RE	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> En cas de modèle corrigé, correction de la courbe de charge au pas 15 min (règles RE, date pivot RE₁₅) Si applicable correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 15 minutes (règles RE, date pivot RE₁₅)
Versement fournisseur	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 transmécansmes)

La bascule des différents processus a été découpée en plusieurs dates pivots. Concernant les services système, 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)	Ecart 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.

SY2.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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

SY3.1. Contexte

Dans le cadre de la mise en place des EDR mixtes, 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 1^{er} du mois. Les EDA et les EDE ne changent également qu'un 1^{er} 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 pour la consultation

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	1^{er} 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	1 ^{er} 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	1 ^{er} 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	1 ^{er} jour du mois M+1	10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD	1 ^{er} 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.

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

Quatre acteurs se sont exprimés sur cette évolution.

De manière générale, il a été demandé que les dispositions relatives à la gestion de périmètres soient explicitées de manière plus opérationnelle en incluant une vision multi-mécanismes. RTE va donc réaliser une fiche pédagogique reprenant le processus opérationnel de déclaration des périmètres.

Concernant l'évolution proposée sur la gestion de EDR, un acteur s'est exprimé en faveur d'une simplification plus importante du processus de création des EDR RPT, aligné avec les délais en vigueur pour la réception des demandes de modifications (5 jours ouvrés avant la fin du mois, pour mise en application le 1^{er} jour du mois suivant.)

La complexité des liens entre EDR, EDP et EDA a été mise en évidence par un acteur, notamment liée à l'impossibilité d'avoir une EDA liée à plusieurs EDP. Cette évolution est prévue dans le chapitre 2 à une date MA₇.

RTE prend note de l'ensemble de ces retours et reste sur la proposition formulée lors de la consultation.

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

SY4.1. Proposition de RTE pour la consultation

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 standards 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 options⁵ 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 symétrique⁶. 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.

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.

SY4.2. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Concernant le rapport normatif entre prix hausse et prix baisse des offres symétriques aFRR qui s'appliquera à compter de la date de réouverture de l'appel d'offres, un acteur répond qu'il est favorable à la proposition. Un autre acteur souligne que ce choix est non représentatif de la réalité économique car le rapport hausse/baisse du coût de fourniture du service dépend du prix et varie donc pour chaque heure et représente donc un signal biaisé pour les participants et investisseurs. Cependant, cet acteur ne s'oppose pas à cette proposition dans la mesure où la CRE a confirmé que les impacts de cette décision sur les prix/coûts de contractualisation ne peuvent plus être un motif suffisant à une suspension future de l'AO aFRR.

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 moyenne et 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.

RTE vérifiera donc les offres symétriques d'aFRR déposées et refusera les offres symétriques dont le rapport entre prix hausse et prix baisse sera différent de 1.

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 pour la consultation

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

L'obligation de réserve est calculée au pas demi heure 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 capacités constructives certifiées. Les ENR et le stockage ne sont pas soumis aux obligations de réserves et le calcul restera au pas demi heure 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-heure 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 secondaire 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. Aucune indemnité liée à des inaptitudes temporaires déclarées mais non prises en compte ne sera facturée. RTE a ajouté cette précision au paragraphe 4.H.5.2.1.

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.

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

Un acteur ne comprend pas très bien pourquoi les sites d'injection non synchrones ne sont pas concernés par la prescription. RTE rappelle que la décision de ne pas les inclure dans le calcul des obligations de réserves est issue du GT SSYf du 22/09/2022 et est motivée par le manque de recul sur la certification de ces actifs. En revanche, l'obligation de déposer aux appels d'offres s'appliquent aux sites d'injection non synchrones.

Un acteur a demandé la suppression du paragraphe 4.H.4.6.3 relatif à la procédure de relais de fonctionnement de l'appel d'offres. RTE considère nécessaire de maintenir cette possibilité pour la sécurité de l'exploitation, en cas de défaillance du SI ou de défaillance de marché signalée par la CRE.

Un acteur mentionne l'article 29 du projet de code réseau européen "Demand Response" qui prévoit que les GRT proposent au plus tard 12 mois après l'entrée en vigueur du code, une feuille de route sur le passage à 0,1 MW de la granularité des produits standard d'équilibrage. Cet acteur propose que RTE porte l'abaissement de la granularité des offres de capacités de Réserve Primaire à 0,1 MW et la durée du produit de 4h à 1h auprès de la FCR Cooperation. De plus, ce dernier souhaite que RTE permette la programmation des réserves à une granularité de 0,1 MW. Sur ce sujet, RTE fera évoluer les règles SSyF une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre les GRT de la FCR Cooperation. La réduction de la durée du produit de 4h à 1h pourra être de nouveau concertée au niveau européen lors de l'amendement de l'article 33 du code EBGL.

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 suivants :

- 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 pour la consultation

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 le programme d'appel est utilisé.

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 spécifiques que les ajustements standards 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 SY₅ :

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 réglage indisponible quand plusieurs performances sont en écart pour un même type de réglage.
- La détermination de la contribution défaillante : cette partie définit le calcul de la contribution défaillante avant et après la date SY₅.
- 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 SY₅ 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 SY₅, 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 SY₅ au 1^{er} janvier 2025 et de réinitialiser toutes les dates de début de défaillance au 1^{er} 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 débuté 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

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

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

$$C_{défaillante}_{EDR} = \text{moyenne} (27; 30; 33) * 100\% = 30 * 1 = 30 \text{ MW}$$

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

$$C_{défaillante}_{EDR} = \text{moyenne} (27; 30; 33) * 300\% = 30 * 3 = 90 \text{ MW}$$

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

$$C_{défaillante}_{EDR} = \text{moyenne} (27; 30; 33) * 500\% = 30 * 5 = 150 \text{ MW}$$

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 disparaître avec le passage en contractualisation par appel d'offres pour la réserve primaire et la réserve secondaire ;
- 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 mécanique 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 supprimer les dates pivots SY₃ et SY₄ et de mettre en œuvre les nouvelles formules à l'entrée en vigueur des prochaines règles pour la réserve primaire et lors de la réouverture de l'appel d'offres 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 SY₂₃, 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
 - o PM hausse et baisse en MW
 - o PAJ hausse et baisse en MW
 - o PAJHF hausse et baisse en MW
- Fichier ou ressource API de valorisation : données suivantes au pas 15 minutes pour le responsable de réserve
 - o Engagement de FCR en MW, prix capacité de FCR en €/MW, mode de contractualisation FCR (AO / obligation)
 - o Rémunération capacité FCR en €
 - o Energie FCR hausse et baisse en MWh
 - o Rémunération énergie FCR hausse et baisse en €
 - o Engagement aFRR hausse et baisse en MW, prix aFRR hausse et baisse en €/MW, mode de contractualisation aFRR : AO / jour similaire / Obligation
 - o Rémunération capacité aFRR hausse et baisse en €
 - o Energie aFRR hausse et baisse en MWh
 - o Rémunération énergie aFRR hausse et baisse en €
 - o NER total hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
 - o Somme des PAJ, PAJHF, PM et PM retraités pour indemnité hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
 - o 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
 - 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 SY₂₃, 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 prévisionnelle de mise en conformité, commentaires sur la date réelle de mise en conformité.

SY6.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a proposé de renommer « Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités » en « Bilan Dégradation SSy sur activation MA ». RTE propose plutôt « Bilan de Réserve pour l'indemnité de dégradation des SSyf sur activation MA » pour être cohérent avec les choix pris avec les acteurs pour le développement du futur outil des calculs back-office SSyf.

Un acteur a demandé pourquoi le bilan de réserve avec défaillance utilisait le programme de marche et non un PM retraité comme pour l'indemnité pour dégradation SSyf. Ce choix est justifié car l'abattement est calculé sur le volume abattu et non le Bilan de Réserve avec Défaillance directement. Le volume abattu est calculé pour ne considérer que la part du réglage en défaillance due à l'acteur et non à RTE. RTE propose l'exemple ci-dessous.

Exemple de calcul de volume abattu sur un pas demi-horaire où l'entité réalisait un ajustement pour cause SSyf et de la FCR :

- Contractualisation à l'AO FCR : 10 MW
- Valeur du PA : 10 MW
- Conséquence de l'ajustement RTE : - 2 MW

La valeur du PM est alors de 8 MW. Le bilan de réserve au PM vaut alors

$$BR_{PM} = -engagement + PM = -10 + 8 = -2 MW$$

L'EDR est défaillante à 50% depuis moins d'un an. Sa contribution défaillante est égale à

$$C_{défaillante}_{EDR} = moyenne \left(\sum_{EDP \text{ de l'EDR}} PM \right) * \%RI_{EDR} = 8 * 50\% = 4 MW$$

Et le bilan de réserve avec défaillance :

$$BR_{Défaillance} = BR_{PM} - \sum_{EDR \text{ du RR}} C_{défaillante}_{EDR} = -2 - 4 = -6 MW$$

On obtient le volume abattu suivant :

$$V_{Abattu} = \min(\max(0; -(-6)); 4) = \min(6; 4) = 4 \text{ MW}$$

L'abattement sera bien calculé sur la base de la contribution défaillante dans ce cas, en ne prenant pas en compte le bilan de réserve basé sur le PM, qui est négatif à cause de l'action de RTE. Le schéma ci-dessous illustre la base du calcul du volume abattu. Le reste des écarts entre le programme et l'engagement est soumis aux indemnités.

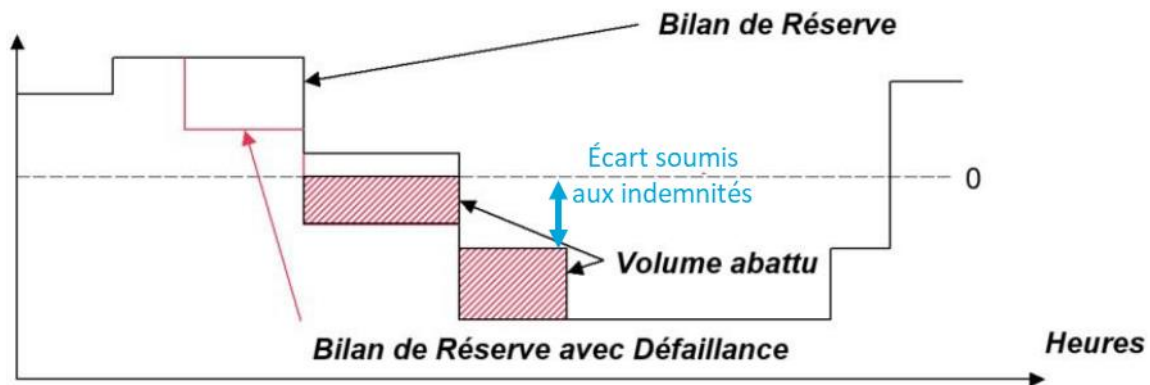


Figure 16 : schéma illustrant la base de calcul du volume abattu

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 un 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 système 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 implémentée 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 des services système, derrière le même point de livraison qu'un autre site, le signal de puissance peut être perturbé de même. RTE a alors besoin d'une télémesure au niveau du processus à partir desquels les services système sont fournis. Le fait de conserver un cadre expérimental est alors questionné.

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 17 :

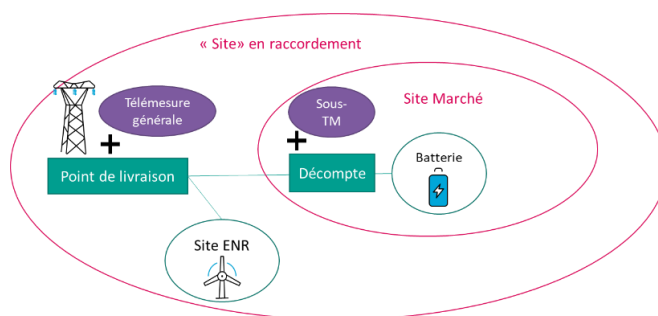


Figure 17 : cas d'utilisation de sous-télémétrie

- 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 pour la consultation

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

De plus, RTE entérine dans les règles la mise en place systématique de la sous-télémétrie 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.

SY7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les GRD proposent d'ajouter une date pivots pour la transmissions des données complémentaires au contrôle, dans le cas des données de comptage. Ils proposent aussi d'ajouter des propriétés de l'accord site présent dans le Chapitre 2 des règles de marché. Or aucun accord entre le site et le responsable de réserve n'est prévu dans les règles SSyf pour tous les types de sites. Les modifications du texte doivent alors être concertées avant de pouvoir être ajoutées aux règles SSyf. RTE refuse la proposition pour la v1 mais l'intégrera dans la concertation de la prochaine version des règles.

Un acteur demande à définir les nominations « télémétries » et « sous-télémétrie ». Ces termes désignent une typologie de données télécom échangées entre RTE et les acteurs. RTE renvoie alors au cahier des charges téléconduite où les caractéristiques de ces données sont décrites.

Un acteur demande à instruire le sujet du lien contractuel entre le responsable de réserves et le détenteur de la télémétrie du site de tête. La transmission de cette télémétrie est une exigence de raccordement dans le cas d'un raccordement au RPT. Pour un raccordement au RPD, l'acteur doit suivre les exigences d'observabilité en vigueur. Le responsable de réserve doit alors suivre les consignes correspondant à sa situation. Il est de sa responsabilité de s'y conformer.

Un acteur demande si la sous-télémétrie doit être conforme à l'article 4.7 de la DTR. RTE a alors précisé que la sous-télémétrie est bien une télémétrie, donc doit être conforme à la DTR.

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 entraînent une augmentation de plus d'1 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 et RTE de nombreux traitements de dossiers, une adaptation de la procédure actuelle a été présentée lors des GT de 2023.

SY8.3. Proposition de RTE pour la consultation

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 modalités 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 (en convention symétrique) 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 clients 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 certifications 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 initiale. 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 S5yf 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.

SY8.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs ont partagé leur accord avec la proposition de RTE de simplification des recertifications des EDR diffuses. Un acteur souhaite que ce cadre soit aussi ouvert aux autres EDR. RTE a communiqué en GT que ces simplifications étaient motivées par des contraintes spécifiques aux EDR diffuses, donc restreintes à ces dernières.

Un acteur a demandé à ajouter un critère basé sur la capacité marché de l'EDR dans le cadre de modification sans recertification. La valeur proposée est de 3 MW en cohérence avec le code « Demand Response ». RTE considère que la simplification proposée avec la « certification sous réserve de réalisation des essais » permet de répondre à la demande.

Un acteur a proposé des modifications dans le processus de validation de l'étape 1 puis les modalités pour réaliser les essais. Il propose d'ajouter des délais de traitement des dossiers par RTE, d'explicitier que le responsable de réserve peut programmer plus que sa capacité initiale, de préciser les essais en mentionnant le test 8h et de mentionner la majoration des EDR thermosensibles. RTE accepte d'ajouter le détail de la programmation supérieure à la capacité initiale. Par soucis d'équité de traitement entre les filières, RTE ne s'engage pas sur des délais spéciaux de traitement des dossiers. RTE n'ajoute pas les notions de test 8h ni le caractère thermosensible car elles sont déjà intégrées dans le processus avec les trames de certification.

SY9. Participation des sites soumis à limitation aux services système

SY9.1. Contexte

Un site souhaitant être raccordé au réseau peut se voir proposer 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 S5yf v7.1 n'autorisent pas la participation de sites soumis à limitation aux services système 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 Normal¹ du réseau.

¹Etat 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 pour la consultation

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 système 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'appliquent 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.

SY9.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les retours reçus en consultation sont de différentes natures :

- Sur l'interdiction de participer aux Services Système Fréquence dès lors qu'une limitation a démarré. Sur ce point RTE a réaffirmé la nécessité de cette interdiction a minima dans un premier temps et ce afin d'assurer une traçabilité juste.
- Sur la redéclaration du Programme d'Appel suite au début de la limitation, les conséquences de l'absence de redéclaration ont été explicitées aux acteurs ;

- Sur le retour d'expérience à réaliser, il a été demandé à RTE de réaliser un REX dans les 3 mois après la certification du premier projet sous à limitation préventive. Vu de RTE, un REX nécessite une durée plus longue ainsi que plusieurs projets pour être représentatif, aussi aucune durée n'est proposée dans les règles ;
- Sur l'extension des dispositions ci-dessus à tout type de limitation, RTE a répondu en indiquant que la participation des sites soumis à des limitations curatives était déjà autorisée et que par conséquent ce paragraphe ne pouvait s'appliquer à de tels sites.

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 pour la consultation

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.

SY10.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Trois acteurs ont demandé des explications sur les nouveaux champs ajoutés.

Les nouveaux champs sont à renseigner tel qu'explicité ci-dessous :

- Code EIC GR: Code EIC du GRD de raccordement
- Type: injection/soutirage/stockage
- Code SITE (DECOMPTES ou PRM) / Filière / Puissance installée (MW) / Adresse / Code POSTAL : intitulé explicite
- "Poste source" : donnée échangée entre le RR et RTE qui permet de définir la localisation du site. Ce champ n'est à renseigner que pour le RPT et par le RR.

- "TM du site" et "TM EDR" : il s'agit des libellés génériques qui s'appliqueront à toutes les TM resp. du site ou de l'EDR (*P.PROD, SOC.EDR, TM PC, TM F.PROD...*). Ce libellé générique est défini entre le RR et RTE au travers de la fiche navette au moment de la configuration de l'EDR dans la téléconduite.
- "Etat des TM" : permet de connaître le statut d'avancement de la configuration des TM dans le circuit téléconduite. Les valeurs à renseigner sont définies en lien avec le commercial : *demande de création envoyée / fiche navette envoyée / essais programmés / demande non initiée / TM créée.*

SY11. Evolutions de l'annexe 12

SY11.1. Contexte

L'annexe 12, 4.A12, des règles services système 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 pour la consultation

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'une 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 réglage primaire de fréquence ». 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 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 démonstration de l'atteinte d'une précision 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 (mise à jour de forme entre la consultation et la saisine)

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 actuellement en vigueur pour garantir cette exigence est la définition des niveaux de stocks fixes SoC_{inf} et SoC_{sup} définis dans la Figure 18 :

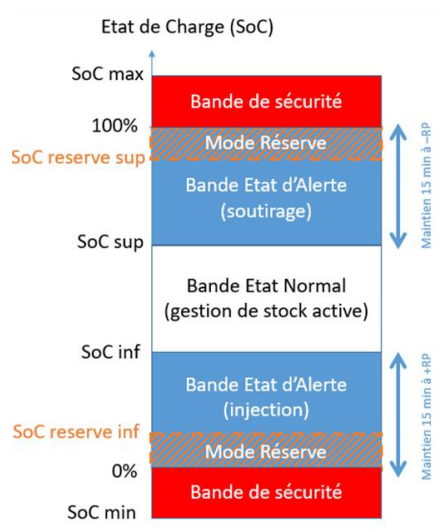


Figure 18: illustration des niveaux de stocks fixes garantissant le critère de tenue de 15 minutes de FCR

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.

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 SoC_{inf} et SoC_{sup}.

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

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoC_{minfullpower}) * E_{totale}}{|RP| - P_c(t)}$$

$$T_{tenueFCR_sup} = \frac{(SoC_{maxfullpower} - SoC(t)) * E_{totale}}{|RP| + P_c(t)}$$

Où :

- *SoC_{minfullpower}* : état de charge à partir duquel la batterie ne peut plus injecter sa puissance maximale.
- *SoC_{maxfullpower}* : état de charge à partir duquel la batterie ne peut plus charger sa puissance maximale
- *E_{totale}* : l'énergie totale 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

Le numérateur de ces indicateurs vise à mesurer l'énergie disponible à P_{max} à la baisse et à la hausse. Le terme peut être adapté par l'acteur pour coller à la convention retenue (ex : SoC calculé sur l'énergie utile) après justification.

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 hors état d'alerte 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. RTE n'exige pas une recertification des EDR existantes. Pour les nouvelles EDR, RTE propose un délai de 6 mois après l'entrée en vigueur des règles SSyf v1 harmonisées (1^{er} octobre 2024) pour mettre en place le nouvel indicateur dans les dossier.

Exemple :

Prenons une batterie avec les caractéristiques suivantes :

- P_{max} = 5 MW

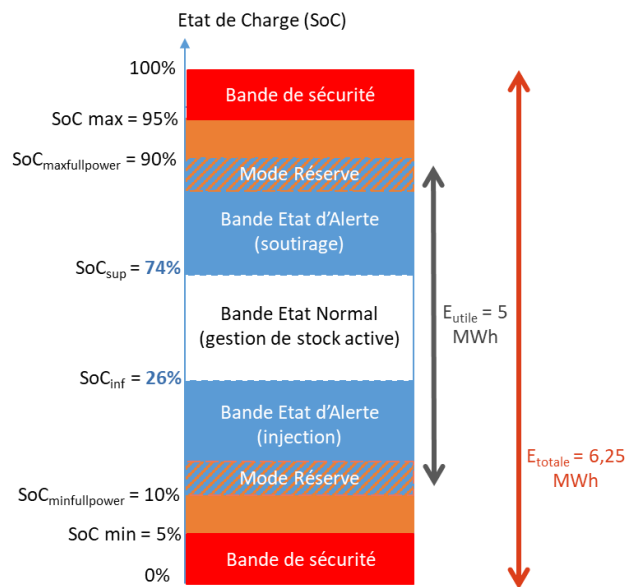
- Eutile = 5 MWh
- RP = 4 MW
- Etotale = 6,25 MWh

Actuellement, pour tenir 15 minute de RP il faut $15\text{mn} * 4 \text{ MW} = 1\text{MWh}$ soit :

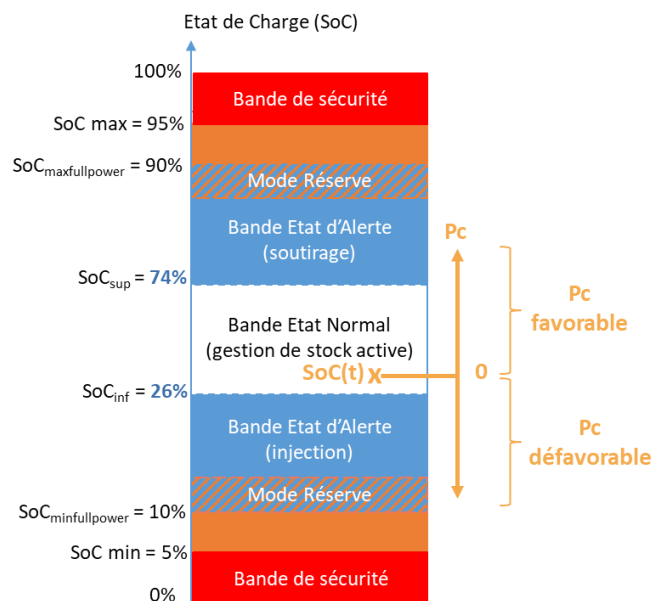
$$SoC_{sup} = SoC_{maxfullpower} - \frac{1}{E_{totale}} = 0,9 - \frac{1}{6,25} = 74\%$$

$$SoC_{inf} = SoC_{minfullpower} + \frac{1}{E_{totale}} = 0,1 + \frac{1}{6,25} = 26\%$$

Nous pouvons alors renseigner ces valeurs sur le schéma suivant :



Prenons à l'instant t un état de charge $SoC(t) = 28,4 \%$. 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 :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{totale}}{|RP| - P_c} = \frac{(28,4\% - 10\%) * 6,25}{4 - 1} = 23min$$

L'énergie nécessaire pour tenir 15 minutes avec RP + P_c 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 :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{totale}}{|RP| - P_c} = \frac{(28,4\% - 10\%) * 6,25}{4 - (-1)} = 13,8 min$$

L'énergie nécessaire pour tenir 15mn avec RP + P_c 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 $T_{tenueFCR_sup} \leq 5$ minutes
- Sortie du mode réserve lorsque $T_{tenueFCR_inf}$ et $T_{tenueFCR_sup} \geq 15$ 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 fréquence 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.

SY11.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs ont demandé de préciser les conventions utilisées dans la formule des indicateurs $T_{tenueFCR_inf}$ et $T_{tenueFCR_sup}$. RTE a donc fixé une convention mais chaque acteur est libre de la choisir en fonction de ses contraintes. Les seuils d'état de charge en pourcentage sont alors à fixer par rapport à l'énergie choisie par l'acteur (énergie utile de la batterie, l'énergie totale, etc ...). La convention choisie est alors à expliciter dans le dossier de certification.

Dans l'exemple proposé dans la partie SY11.2.5 du rapport d'accompagnement à la consultation, la convention choisie était de fixer les seuils de SoC sur l'énergie utile en cohérence avec le schéma des seuils de charge proposé dans la version en vigueur des règles SSyf (v7.1). Pour être en cohérence avec le nouveau schéma introduit pour la prochaine version (v1), RTE a réécrit l'exemple avec les conventions du schéma, soit des pourcentages de SoC basés sur l'énergie totale de la batterie.

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 au réseau 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 transmission 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 transmission 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

A1 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 entrèrent en vigueur en 2024.

Nouvelle date	Ancienne date	Description	Commentaire (date prévisionnelle)
MA₁	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	-
MA₂	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
MA₃	M’	Transmission, par le Receveur d’Ordre, des Programmes de Marche (PM) pour les ordres spécifiques	-
MA₄	P’	Début de la phase d’augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets d’offres	S2 2025
MA₅		Fin de la phase d’augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets d’offres	T1 2026
MA₆	E et E’	Possibilité d’appliquer les méthodes de contrôle du réalisé (prévision et	-

		historique) aux EDA Soutirages Profilées	
MA₇	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	-
MA₉	R	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la qualification d'une EDA	-
MA₁₀	-	Suppression de la limite du nombre d'offres d'ajustement inférieures à 10 MW normalisées	2025
MA₁₁	-	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA)	Fin 2025
MA₁₂	-	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA) et en Direct Activation (DA)	-
MA₁₃	-	Passage des chroniques constitutives des Conditions d'Utilisation de l'Offre (CUO) à 15 minutes	-
MA₁₄	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
MA₁₅	L	Passage des indicateurs d'équilibrage (dont déséquilibre, 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
MA₂₀	Nouvelle date	Evolution du contrôle du réalisé en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Juillet 2024
MA₂₁	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
MA₃₁	Nouvelle date	Nouvelle valorisation des écarts d'ajustement	-
PR₁	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

PR₂	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
PR₃	M'	Transmission, par le receveur d'ordre, des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques	-
PR₄	P'	Début de la phase d'augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets de de programmation	S2 2025
PR₅	Nouvelle date	Fin de la phase d'augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets de programmation	T1 2026
PR₆	Nouvelle date	Ouverture d'un guichet de programmation IJ à 18h en J-1	T3 2024
PR₁₄	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSyf	T4 2024
PR₁₅	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
RE₁	J	Dématérialisation des annexes 3.A5, 3.A7	
RE₂	Nouvelle date	Correction des périmètres d'équilibre suite à des activations de flexibilités réseau RPT	Juin 2024
RE₁₅	L	Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes	1 ^{er} Janvier 2025
RE₁₆	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
RE₁₇	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
RE₁₈	Nouvelle date	Passage de la programmation des échanges de blocs à 15 minutes	Juin 2024

		Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	
RE₁₉	Nouvelle date	Fusion des processus écarts et réconciliation temporelle Passage de la reconstitution des flux à 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Octobre 2024
SY₁	G'	Agrégation de plusieurs EDP ou EDP soutirage RPD dans une EDR mixte (modèle cible)	S1 2025
SY₂	H'	Passage à la contractualisation des capacités de réserve secondaire par appel d'offres et évolution des formules d'indemnités et abattements	Été 2024
SY₅	I''	Evolution des formules de pénalités	Janvier 2025
SY₆	X	Activation de la réserve secondaire selon la préséance économique	T4 2023
SY₇	Y	Connexion de RTE à la plateforme européenne de réserve secondaire PICASSO	S2 2024
SY₈	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 entité de réserve diffuse	Avril 2024
SY₉	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
SY₁₄	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
SY₁₅	C	Publications pour les SSYf au pas 15 minutes (énergies et capacités de réglage)	1 ^{er} janvier 2025
SY₂₀	D	Passage du versement fournisseur au pas 15 minutes	1 ^{er} juillet 2024
SY₂₂	A	Passage des NER au pas 15 minutes	17 décembre 2024
SY₂₃	B	Passage des calculs back-office SSYf au pas 15 minutes (valorisations, indemnités, défaillances de réglage)	1 ^{er} 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 SY₃) du chapitre 4 relative à l'évolution des formules d'indemnités
- Date I' (date SY₄) 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 chapitre 2 relative à la symétrisation du critère de défaillance et homogénéisation du calcul du volume défaillant
- Date V (Date MA₈) 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

A2 PRISE EN COMPTE DES RETOURS RELATIFS A L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHÉ HARMONISEES

A2.1 Retours relatifs aux Dispositions Générales

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 apparaître ce terme.	RTE précise que la dernière version des Règles SI SSYf (17/04/2023) ne fait plus apparaître ce terme et renvoie 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 Ecart 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 chère appelée (ou à défaut la première qui aurait été appelée dans la tendance). Reprendre la définition des règles 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 Ecart considéré selon la Tendance du système électrique français	se référer à l'article des règles MA RE actuelle, car la définition n'est pas exacte, et je ne l'ai pas retourné dans de le nouveau jeu de règle. Il est important 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 Participant 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 modèle de versement Régulé ? Les échnages de réserves sur le marché secondaire ne sont pas liés au type de modèles pour les SSYf. Est ce volontaire de l'appliquer uniquement au versement Régulé, et donc à défaut uniquement pour les sites de soutirage ?	A mettre dans les règles RM4, ou prévoir dans 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 système 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 chapitre 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 concerta.fr 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.

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

			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 part 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 Ecart 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 Chapitre 1 et 2 - Programmation : la définition a disparu alors que le terme est toujours employé dans le Chapitre 1 - Influencement Asynchrone : le terme est toujours utilisé dans le Chapitre 1 et peut paraître obscure sans définition. La notion devrait être à minima précisée dans l'Article 1.1.3.2.4.		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. 1.1.3.2.4. dans le Chapitre 1.
EDF SA	0.A	<p>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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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	<p>Certaines définitions pourraient être généralisées à d'autres mécanismes. Par exemple :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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	<p>Les dispositions générales ne traitent pas que de modalités juridiques (également indicateurs, FT...).</p> <p>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.</p>	"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.

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

			<p>intervenues dans leur/sa version révisée, de publiée sur le Site Internet de RTE.</p>	
<p>EDF SA</p>	<p>O.E Responsabilité</p>	<p>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.</p> <p>- la mention explicite aux GRD n'a pas été reprise : est-ce que RTE confirme que les GRD restent des Parties ?</p> <p>- Au 2ème paragraphe, RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparaît 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</p> <p>- 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.</p> <p>- L'envoi des éléments 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.</p>	<p>"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"</p> <p>"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."</p>	<p>Concernant le commentaire : « RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparaît 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.</p> <p>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 rappeler 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.</p> <p>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 éléments 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 :</p> <p>"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</p>

				<p>dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation, (ii) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (iii) 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. »</p>
EDF SA	0.E Responsabilité	<p>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.</p> <p>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 Mécanisme d'Ajustement</p>	<p>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."</p>	<p>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.</p>
EDF SA	0.H Force majeure	<p>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.</p> <p>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 événement de force majeure" sous 14 jours. EDF est défavorable à cette évolution.</p>	<p>Proposition de reformulation pour l'alinéa 2 de l'article 0.H : "La Partie qui invoque un événement 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 circonstances 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."</p>	<p>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.</p>
EDF SA	0.I.3.1	<p>Les règles SSYf actuelles évoquent également que RTE informe les RR du moment où le calcul des bilans de réserve reprend.</p>	<p>Compléter l'article en reprenant les dispositions de l'article 18.3.1 des Règles SSY fréquence.</p>	<p>RTE valide cette proposition. Le terme puissance offerte a été remplacé par Puissance Maximale Offerte.</p>
EDF SA	0.I.3.2	<p>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.</p>		<p>RTE valide cette proposition, le terme "fournisseurs de services d'équilibrage" est remplacé par "Acteurs d'Ajustement, Responsables de Réserve".</p>
EDF SA	0.I.4	<p>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</p>	<p>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.</p>	<p>RTE prend note de cette proposition qui nécessite d'être concertée au préalable.</p>

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

		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 avenants 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 ne 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 Chapitre 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, Remplacement 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 Remplacement 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.

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

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 différencier 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 définitions 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 regroupées 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 concerta.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 différents Chapitres. Si tel n'était pas le cas, ce sont les Dispositions Particulières des différents Chapitres qui priment sur les définitions des Dispositions 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 concernées à la fois le MA, les SSSy 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 SSSy ou à NEBEF.

A2.2 Retours transverses à 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<p>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.</p> <p>RTE étudiera la demande de créer une fiche</p>

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

		<p>des surcoûts opérationnels/SI. Certaines dispositions pourront donc être aménagées dans un objectif de cohérence entre mécanismes.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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)</p>	<p>technique transverse concernant la gestion des périmètres.</p>
ENGIE SA		<p>Numéro de page dans les sommaires : certains numéro de page ne sont pas alignés à droite.</p>	<p>Aligner les numéros de page dans les sommaires</p>	<p>RTE remercie ENGIE pour cette remarque et prend en compte la demande de mise à jour des sommaires.</p>
ENGIE SA		<p>Les annexes manquent d'homogénéité (dans leur forme)</p>	<p>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...)</p>	<p>RTE prend note de cette remarque pour améliorer l'homogénéité des annexes et simplifier leur saisie dans la prochaine version des règles de marché.</p>
ENGIE SA		<p>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)</p>	<p>Lien vers page Web dédiée</p>	<p>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.</p>
ENGIE SA		<p>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 allègerait un peu le sommaire qui est le point d'entrée du document et qui doit être lisible.</p> <p>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.</p>	<p>Titres 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.</p>	<p>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.</p>
ENGIE SA		<p>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 ?</p>	<p>Tout aligner en bas à droite</p>	<p>Cette mise à page est nécessaire pour une édition de type livret en impression recto/verso.</p>

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.
----------	--	---	----------------------	---

A2.3 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 paragraphes distincts pour faciliter 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 spécifiques 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 nécessaire	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

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

				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 apparaître 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.

A2.4 Retours relatifs au Chapitre 2 « Mécanisme d'Ajustement »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	Annexe	Le mandat de prélèvement 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 Écart, 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 Écart, 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 offerte 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'intervalle des minutes (2.J.2, 2.L.1.1.). Il faut pouvoir faire la différence entre les unités utilisées. Dans tous les cas, l'appellation [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 nomenclature 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 qualification d'un fournisseur de services d'équilibrage 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.

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

EDF SA	2.B.2	Paragraphe sur le recouvrement des charges à transférer dans le Chapitre 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/modification/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 Ecart 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 Ecart 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 séquençage 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 reflux, 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 prélèvement SEPA n'est pas une annexe générique que l'on pourrait 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.

A2.5 Retours relatifs au Chapitre 3 « Dispositif de Responsable d'équilibre »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
EDF SA	Sommaire	Nomenclature entre "Annexes 3.A" et "3.A Préambule" pourrait entraîner 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 écarts 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

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

		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'article 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 valorisé l'énergie affectée en Réconciliation Temporelle et l'Ecart valorisé celle qui a été comptabilisée pour le règlement des Ecart ;"	changer "pour le règlement 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 coûts supportés par le RE ou le GRD qui seraient liés 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 coûts supportés par le RE	Ni RTE ni le GRD ne pourront être tenus responsables des coûts supportés par le RE qui seraient liés 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)	
--	--	---	--	--

A2.6 Retours relatifs au Chapitre 4 « Services système fréquence »

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 homogénéité avec les autres chapitres des règles 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 correspond pas à un delta et ni un delta de P de consigne au sens des autres éléments des règles SSY, ce n'est pas une Puissance de consigne, c'est la puissance 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 volontairement 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

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

				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-paragraphe 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-paragraphe 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, Apté 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 Sécurité 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 1.1.1.2) 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

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

				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 ambiguë 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'incrémentent 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.

A3 PRISE EN COMPTE DES RETOURS RELATIFS A L'EVOLUTION DE FOND DES REGLES DE MARCHÉ HARMONISEES

A3.1 Retours relatifs aux Dispositions Générales

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	Définitions	Définition d'EDP/EDP soutirage : besoin d'explicitier le passage suivant « <i>La notion d'Entité de Programmation n'inclut pas celle d'Entité de Programmation Services Système</i> » et plus spécifiquement la notion d' « <u>EDP_SSY</u> » qui n'est pas définie		RTE remercie l'ADEef pour cette remarque. La notion d'EDP_SSY a été remplacée par EDP Soutirage dans l'ensemble des chapitres. RTE propose de corriger cette coquille dans les définitions EDP et EDP Soutirage pour une mise en cohérence.
ADEef	0.FT1.3.1.1.	Ajout de la précision « <i>SensK : ne peut prendre que la valeur dans le sens des effacements de consommation dans le cas du Mécanisme d'Ajustement et de NEBEF</i> » L'ADEef s'interroge sur cet ajout, qui implique qu'il n'y aurait pas de correction RE pour une hausse de consommation ou un report NEBEF ?		L'article 0.FT1.3.1.1 ne traite pas de la correction RE mais bien uniquement du versement fournisseur. Pour la correction RE, se référer au Chapitre 2, relatif au mécanisme d'ajustement, et aux règles NEBEF en vigueur.
ADEef	0.FT1.3.4	Cf remarque déjà formulée dans le cadre de la consultation Harmonie : pour une question de lisibilité, la transmission par RTE au GRD du volume réalisé (pour l'application du modèle corrigé) pourrait être transférée en FT.1.4, qui traite du modèle corrigé		L'article 0.FT1.4 s'attache à décrire des dispositions spécifiques or les modalités de transmission des volumes réalisés par RTE au GRD du 0.FT1.3.4 ne relèvent pas d'un caractère particulier. RTE propose de laisser cet article au sein du 0.FT1.3.
ADEef	0.FT2.1.1 0.FT2.1.5	Critères d'application de la méthode « rectangle » : Suggestion de fusionner « 0.FT2.1.5. Conditions particulières liées à la méthode » avec « 0.FT2.1.1. Critères d'utilisation de la méthode »		RTE propose de laisser la forme telle que proposée dans la version mise en consultation.
ADEef	0.FT2.4.1	Les articles seront désormais communs à MA et NEBEF : il subsiste quelques références à uniquement « EDA », qu'il faudrait systématiquement compléter par « EDA et/ou EDE » (à corriger au plus tard lorsque NEBEF intégrera Harmonie) Notamment 1er § du 0.FT2.4.1		RTE a pris en compte cette remarque. A noter que pour les méthodes par "prévision de consommation" et par "historique de consommation", les méthodes s'appliquent à la maille site sur les EDE et EDA Télérelevées et à la maille EDA pour les EDA Soutirage Profilées homologuées à ces méthodes. Ainsi, le texte peut faire référence aux Sites de Soutirage ou EDA Soutirage Profilées sans que la notion d'EDE ne soit manquante car elle n'est alors pas concernée.
ADEef	0.FT2.5.2	L'envoi des CDC par le GRD pour l'homologation initiale n'a plus lieu d'être et a bien été supprimé, il semble que le § suivant relatif aux mesures acteurs soit également à supprimer ?		L'envoi des CDC par le GRD n'a pas été supprimée, elle est simplement explicitée plus bas. Le paragraphe relatif aux mesures des Acteurs d'Ajustement est bien valable.
ADEef	0.A	L'ADEef propose de préciser la définition d'une Offre de Raccordement avec Limitations à la Charge du Client	« Une offre de raccordement avec limitations à la charge du client est établie dès lors qu'en Etat Normal du Réseau, RTE peut est une offre de raccordement où, en schéma normal d'exploitation du Réseau, une	RTE remercie l'ADEef pour cette proposition et valide la mise à jour de la définition de la manière suivante : "Offre de raccordement où en Etat Normal du Réseau, une installation est susceptible

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

			<u><i>installation est susceptible d'être limitée en injection ou en soutirage sans contrepartie financière</i></u> ».	d'être limitée en Injection ou en Soutirage sans contrepartie financière."
Agregio Solutions	0.FT2.1. Méthode du "rectangle simple"	<p>AGREGIO SOLUTIONS reçoit favorablement le principe et l'intention de la proposition de contraindre les CUO pour les effacements sur la méthode par rectangle simple proposés sur le MA qui vise à éviter les dérives présentées en GT.</p> <p>Cependant, la limitation du D_Omax à 4h et du DNA tel que DNA > D_Omax nous semblent ne pas du tout répondre à l'objectif annoncé d'éviter les dérives présentées, et en revanche présenter des effets d'éviction indésirables pour des actifs qui participent activement au MA. En effet, Rte active régulièrement sur le MA de tels actifs proposés avec un D_Omax > 4h, dans la mesure où ces actifs sont proposés avec des D_Omin et DMO courts. La participation au MA avec un D_Omax long n'empêche donc aucunement Rte, qui recherche au titre du MA des capacités capables de s'activer sur des courtes durées, d'en disposer facilement et régulièrement.</p> <p>Le problème selon AGREGIO SOLUTIONS réside bien dans l'articulation entre les différents mécanismes RRC, MECAPA et MA, qu'il nous semble impératif a minima de préserver dans ce nouveau jeu de règles. En effet, contraindre le D_Omax et le DNA sur la méthode par rectangle ne permet pas à l'actif de collecter sa capacité sur l'intégralité des 10 heures de la plage PP2 d'un jour PP2 s'il en est capable. Cette problématique conduirait ces actifs à devoir choisir entre dégrader sa participation au MECAPA et participer à la RR potentiellement au détriment de la RR, et donc priver la RR d'une partie du gisement d'effacements pourtant éligibles.</p> <p>Une solution alternative consisterait en théorie à participer au MA via la méthode par prévision ou historique. Malgré les assouplissements apportés par Rte au niveau de ces méthode en 2023, le contrôle du critère à la maille site ne permet pas de bénéficier d'un effet de foisonnement qui apparaîtrait si le contrôle était fait à la maille EDA, et ferait peser un risque de perte d'homologation à la maille d'un site quand bien même la prévision à la maille de l'EDA pourrait être suffisamment fiable (sachant que le contrôle du réalisé se fait à la maille de l'EDA, il pourrait paraître plus logique que le contrôle de la performance de la prévision se fasse à la maille de l'EDA). De plus, en ce qui concerne la méthode par prévision, les redéclarations en h-1 possibles permettent théoriquement d'atténuer les dérives du critère mais demandent une organisation opérationnelle qu'il n'est pas toujours possible de mettre en place pour un site donné. Le passage systématique à</p>	<p><u><i>installation est susceptible d'être limitée en injection ou en soutirage sans contrepartie financière</i></u> ».</p> <p>0.FT2.1.5. Conditions particulières liées à la méthode</p> <p>A partir de la date MA2, les conditions suivantes s'appliquent :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La Durée Maximale Minimale d'Utilisation ne peut excéder une durée de 4 Heures. - La Durée de Mobilisation de l'Offre ne peut excéder une durée de 2 Heures - La durée sans activation doit être supérieure ou égale au maximum des Durées Maximale d'Utilisation 	<p>RTE remercie Agregio pour son retour.</p> <p>Une proposition de modification de la méthode rectangle simple a été présentée, afin de rendre cette méthode plus fiable et plus adaptée pour évaluer le volume réalisé. Cette modification est valable pour les sites de soutirage et d'injection. RTE comprend les interrogations sur l'incompatibilité de certaines modalités avec le mécanisme de capacité.</p> <p>Le mécanisme de capacité actuel demande actuellement une plage de disponibilité de 7H à 15H, ce qui rend en effet l'utilisation de cette méthode peu compatible. Néanmoins, dans le futur mécanisme de capacité, l'orientation se porte sur une diminution de cette plage. Par ailleurs, il est possible de passer à la méthode par prévision ou historique pour les sites de soutirages.</p> <p>Concernant les sites d'injection, il est prévu de passer à une participation en explicite avec l'envoi d'un programme d'appel, comme déjà précisé dans le rapport d'accompagnement des règles MA-RE V10.</p> <p>RTE maintient donc cette évolution dans le projet de règles du chapitre 2 v1.</p>

		<p>une participation via la méthode par prévision ou historique pour les actifs souhaitant participer au MA en format D0max > 4h ne nous paraît donc pas envisageable à ce stade.</p> <p>Ainsi, de telles contraintes sur le D0max et le DNA, qui n'apportant aucun bénéfice quant à la lutte contre les dérives présentées par Rte, pourraient simplement conduire les actifs fiables, réactifs et pilotables à se retirer de la RR, alors qu'une limitation du D0min et du DMO semble être largement suffisante pour se prémunir des offres non activables dans la fenêtre opérationnelle par Rte.</p> <p>Il nous semble plus important de préserver les possibilités d'articulation existantes entre les mécanismes (RR et MECAPA notamment) que de chercher à aligner coût que coûte les règles de contrôle du réalisé sur celles du mécanisme NEBEF.</p>		
Alpiq Energie France	O.A. Définitions	<p>la définition de Flexibilité Réseau n'est pas claire pour nous. On ne comprend pas si c'est une offre ou un site, dont la participation est obligatoire ou non, si on peut refuser ce service ou non, et quel périmètre et quelle contrainte technique RTE s'engage à respecter. La notion de Service n'est pas définie. Un site doit-il être sous une offre MA pour être activé ? Et y a t il une obligation de mettre à disposition un Site via une offre ?</p>		<p>RTE entend l'observation formulé et souhaite apporter les précisions suivantes : une Flexibilité Réseau est une modulation de puissance en injection ou soutirage d'un ou plusieurs sites à la demande d'un gestionnaire de réseau visant à résoudre une contrainte réseau. Cette notion de "flexibilité réseau" englobe les différents dispositifs mis en oeuvre pour résoudre des congestions du RPD ou du RPT en dehors du mécanisme d'ajustement. Cette notion est introduite dans les règles pour en décrire les modalités de correction des périmètre d'équilibre suite à activation (les modalités concernant le MA étant déjà précisées). Les modalités d'activations varient selon le type de flexibilité réseau et sont décrites dans les contrats qui leur sont propres:</p> <ul style="list-style-type: none"> - les flexibilités réseau RPT sont à date des limitations en injection de parcs EnR demandées par RTE au titre du CART-P et résultant du dimensionnement optimal. - les flexibilités réseau RPD recouvrent d'une part les limitations en injection de parcs ENR demandées par les GRD au titre du CARD-1 pour résoudre des congestions RPT ou RPD, d'autre part les appels au marché par Enedis pour un service de flexibilités locales.
Alpiq Energie France	O.A. Définitions	<p>Prix Marginal d'Equilibrage ou PME : peut on préciser si il s'agit de la dernière offre appelée dans le temps ou l'offre la plus chère appelée (resp. la moins chère) ?</p>		<p>Le fait de préciser qu'il s'agit de l'offre la plus chère (resp. la moins chère) pourrait alourdir la définition car il est nécessaire d'ajouter le sens de la tendance. RTE propose de laisser la définition telle quelle.</p>

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

Alpiq Energie France	O.O. Indicateurs et Publications	Les modifications et évolutions liées aux API de publication des données de marché sont insuffisamment documentées et concertées avec les acteurs. Il est fréquent de devoir réaliser des mises à jour de la récupération de ces données en production sans avoir été prévenu auparavant.	Alpiq souhaite la mise en place d'un GT "données" pour prévenir et concerter les acteurs sur les évolutions des API de publication des données de marché.	RTE prend note du retour d'Alpiq et s'efforcera de mieux communiquer sur les évolutions des API de publication des données de marché. Il n'est à ce jour pas prévu de mettre en place un GT données mais une page multi-mécanismes sera bientôt mise en ligne sur le portail services et des communications sur les futures mises en service (ISP 15 notamment) seront réalisées par mail et en GT.
EDF SA	O.A	Les termes Période de Livraison et Période de Validité sont issus des Règles SSY fréquence où ils ont un sens très particulier (respectivement offre de capacité et offre d'énergie). Comme ces termes ne sont déjà pas autoportants, il est nécessaire que les définitions soient plus précises afin qu'il n'y ait pas d'ambiguïté avec d'autres mécanismes.	Période de Livraison : Plage de temps sur laquelle porte une Offre de Capacité de réserve de réglage de fréquence. Période de Validité : Plage de temps sur laquelle porte une Offre d'énergie de réglage de fréquence ou une Offre d'Ajustement.	Ces deux définitions ont été adaptées pour être valides sur l'ensemble des mécanismes. "Période de Validité" a déjà fait l'objet d'une révision lors de la consultation harmonie de juin 2023 suite à une remarque EDF afin de prendre en compte les spécificités liées aux SSY. RTE propose de conserver une rédaction suffisamment générique afin de ne pas restreindre ces termes aux seules offres de capacité ou d'énergie de réserve. Des précisions pourront être ajoutées dans le chapitre 4 SSY lorsque nécessaire.
EDF SA	O.A. Définitions	EDF prend note des définitions introduites dans cette version consultée des règles en vue de la future connexion de RTE à la plateforme européenne MARI d'échange de produits standard de mFRR conformément au règlement EBGL. EDF note, en particulier, que la réduction du temps de livraison entre les produits de RR échangés sur la plateforme TERRE et ceux de mFRR échangés sur la plateforme MARI devrait réduire notablement la liquidité disponible.		RTE prend note de ce retour et encourage les acteurs de marché à participer à la concertation sur le mécanisme d'ajustement et l'appel à contribution sur la plateforme MARI afin d'identifier des potentiels leviers pour augmenter la liquidité des produits standards de mFRR.
EDF SA	O.A. Définitions	Certaines définitions sont très génériques et il est parfois difficile de savoir à quel mécanisme elles sont associées. En l'état, elles ne sont pas autoportantes. Les définitions n'ont pas besoin d'être déjà transverses à tous les mécanismes : lorsqu'un terme défini sera étendu à un nouveau chapitre, il sera toujours temps de faire évoluer soit sa formulation, soit de compléter la colonne suggérée par EDF.	EDF propose d'ajouter une 3ème colonne à la droite du tableau indiquant dans quels chapitres les définitions sont utilisées.	Les termes définis ont vocation à être utilisés dans l'ensemble des règles de marché lorsque cela est nécessaire. RTE va étudier la suggestion d'EDF mais soulève la potentielle difficulté de maintenir à jour cette colonne.
EDF SA	O.A. Définitions	Clarifier la définition de Site. Un Site est défini uniquement en référence au numéro SIRET d'un établissement alors que les définitions de Site d'Injection, Site de Soutirage et Site de Stockage Stationnaire font référence à l'existence d'un Contrat (CART, CARD, de Service de Décompte, Unique en Injection, Unique ou Intégré selon les cas). De plus, un même "établissement" peut intégrer plusieurs éléments ayant des contrats de raccordement de natures potentiellement différentes. Un même établissement peut donc contenir plusieurs Sites d'Injection/de Soutirage/de Stockage. EDF propose d'ajouter la notion de Point de Livraison.	Modifier la définition de Site comme suit: "Point de Livraison ou ensemble de Points de Livraison pour lequel a été conclu un même contrat d'injection et/ou de soutirage d'électricité entre un GRD ou le GRT et un établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET), tel que défini par les articles R123-220 du Code de Commerce ou, à défaut, pour les sites qui sont dépourvus d'un tel numéro, de façon temporaire dans le cas d'un Site raccordé au RPT, par le lieu de	RTE remercie EDF pour cette proposition, mais n'inclura pas cette modification dans le chapitre 0. Un site lorsque c'est de l'injection par exemple peut déjà contenir actuellement plusieurs groupes de production rattachés au même établissement. Par ailleurs, le point de livraison est une donnée technique précisant le point de raccordement au réseau électrique. Cette information du point de livraison est présente dans le contrat auquel le site est soumis et dont les définitions de "site

			production ou de consommation d'électricité. Un Site est soit un Site d'Injection soit un Site de Soutirage soit un Site de Stockage Stationnaire, de façon identique pour l'ensemble des mécanismes de marché auxquels il participe."	d'injection" et "site de soutirage" font déjà mention.
EDF SA	O.A. Définitions	EDF comprend que les définitions actuelles de Site d'Injection, Site de Soutirage et Site de Stockage Stationnaire distinguent ces 3 types de Sites en fonction de la direction des flux d'électricité échangés avec le Réseau: injection uniquement, soutirage uniquement, tantôt soutirage tantôt injection. En vertu de ce principe, EDF comprend que: - un Site qui comporte à la fois des consommations et des capacités de réglage V1G voire des productions décentralisées de type PV par exemple, qui n'injecte jamais d'électricité sur le Réseau, est un Site de Soutirage, - un Site qui comporte à la fois des consommations (y compris potentiellement V1G) et des capacités de réglage V2G voire des productions décentralisées de type PV par exemple, qui n'injecte jamais d'électricité sur le Réseau, est un Site de Soutirage Qu'en est-il pour : - un Site qui comporte à la fois des consommations et des capacités de réglage V1G et des productions décentralisées de type PV par exemple, qui le plus souvent soutire de l'électricité du Réseau mais qui injecte parfois aussi de l'électricité dans le Réseau (surplus PV par exemple), - un Site qui comporte à la fois des consommations (y compris potentiellement V1G) et des capacités de réglage V2G voire des productions décentralisées de type PV sous OA par exemple ? Les définitions actuelles des typologies de Sites ne permettent pas d'englober toutes les configurations hybrides qui peuvent déjà être observées aujourd'hui. Ces questions devraient être clarifiées rapidement dans le cadre de la concertation.	Site de Soutirage. Ajouter l'alinéa suivant à la fin de la définition: "Un Site de Soutirage peut comprendre des Unités de Productions décentralisées et/ou des Unités de Stockage Stationnaire. Un Site de Soutirage n'injecte pas d'électricité dans le Réseau."	RTE remercie EDF pour ces précisions. En effet, dans les définitions actuelles, ces cas ne sont pas explicités. On peut distinguer deux cas en fonction du réseau auquel le site est raccordé. Pour un site RPT, il y a actuellement un seul contrat CART de souscrit qui sera typé soit producteur, soit consommateur, en fonction de sa fonction prédominante. Pour un site RPD, il peut y avoir 2 contrats différenciés pour l'injection et le soutirage. Le site RPD peut donc être à la fois considéré comme un site d'injection ou comme un site de soutirage, en fonction du choix de l'acteur. RTE ne prendra pas en compte cette modification dans le projet dans les règles.
EDF SA	O.A. Définitions	EDP : la notion d'Entité de Programmation Service Système n'est pas définie, supprimer la dernière phrase de la définition.	- Modifier la définition comme suit: "Unité élémentaire de programmation rattachée à un unique Périmètre de Programmation, constituée d'un ou plusieurs Groupes de Production, ou d'un ou plusieurs Sites, et pour laquelle un Programme d'Appel est établi par un Responsable de Programmation. La notion d'Entité de Programmation n'inclut pas celle d'Entité de Programmation Services Système. "	RTE remercie EDF pour cette remarque et propose de remplacer le terme EDP SSY par EDP Soutirage dans la dernière phrase.
EDF SA	O.A. Définition	EDP Soutirage: - mettre la définition en conformité avec les termes du § 1.F.2, - la notion d'Entité de Programmation Service Système n'est pas utilisée, supprimer la dernière phrase de la définition.	- Modifier la définition comme suit: "Unité élémentaire de programmation correspondant à un ou plusieurs Sites de Soutirage aptes à participer à la fourniture de services système de réglage de fréquence, localisés exclusivement sur le RPT ou exclusivement sur le RPD,	RTE remercie EDF pour cette remarque et valide les ajouts proposés avec remplacement du terme EDP SSY par EDP Soutirage dans la dernière phrase.

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

			et pour laquelle un Programme d'Appel est établi par un Responsable de Programmation. La notion d'Entité de Programmation Services Système n'est pas incluse dans la notion d'Entité de Programmation.	
EDF SA	O.E. Responsabilité	<p>EDF est défavorable à la rédaction proposée pour cet article.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Au 2ème paragraphe, RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparaît 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 remercie RTE pour la modification apportée au point (iii) - Cependant le délai proposé de 10 jours ouvrés reste trop court pour pouvoir fournir les différents éléments demandés. Par exemple, pour justifier d'un dommage subi sur une machine il faudrait attendre la production d'un rapport d'ingénierie, la venue sur site d'un notaire, etc. De même, il est très difficile de mobiliser les ressources nécessaires pour fournir des éléments de chiffrage détaillés et leur relecture/contrôle sous 10 jours. Si RTE souhaite disposer d'un dossier le plus complet possible au moment de la Notification, il serait préférable de donner un délai plus long. <p>EDF suggère de davantage s'inspirer de l'article 8.3 du CART qui prévoit une 1ère notification, puis une 2ème notification contenant les détails sur la nature du préjudice et la demande de réparation. EDF propose un délai de 14 ou 15 JO pour la 1ère, pour s'aligner sur le délai d'invocation de la force majeure, puis un délai de 30 JO supplémentaires pour envoyer les compléments.</p>	<p>"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"</p> <p>"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 15 Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. Cette Notification indique la nature des dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation.</p> <p>Dans un délai de 30 Jours Ouvrés à compter de la date de cette première Notification, la Partie qui estime avoir subi ledit dommage indique à l'autre Partie, par voie de Notification, (i) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (ii) des éléments justifiant du dommage subi et (iii), dans la mesure du possible, une estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir."</p>	<p>Concernant la mention ", incluant notamment toute perte d'exploitation, de production, de profit ou de revenu, perte de chance" relative aux dommages indirects, RTE souhaite conserver la formulation proposée initialement dans la mesure où cela permet de limiter les discussions en cours d'exécution du contrat en cas d'engagement de la responsabilité des parties et ainsi limiter les coûts liés à l'exécution du contrat.</p> <p>Concernant les modifications suivantes : "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 15 Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. Cette Notification indique la nature des dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation. Dans un délai de 30 Jours Ouvrés à compter de la date de cette première Notification, la Partie qui estime avoir subi ledit dommage indique à l'autre Partie, par voie de Notification, (i) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (ii) des éléments justifiant du dommage subi et (iii), dans la mesure du possible, une estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir.", RTE accepte la proposition d'EDF pour donner un délai plus long à la partie qui estime avoir subi un dommage.</p>
EDF SA	O.H. Force Majeure	<p>EDF est défavorable à la rédaction proposée pour cet article. Les exigences concernant l'invocation de la force majeure sont trop contraignantes. Pourquoi imposer que la Notification de la force majeure et sa démonstration soient réalisées dans un même courrier ? De même que pour l'article O.E, EDF suggère de prévoir deux notifications distinctes, une 1ère rapide et une 2ème qui vient apporter les éléments complémentaires plus détaillés.</p> <p>La notion de "preuves satisfaisantes au regard de l'existence d'un événement de force majeure" est trop exigeante pour que ces preuves soient rassemblées et transmises sous 14 jours, même ouvrés.</p>	<p>Proposition de reformulation pour l'alinéa 2 de l'article O.H :</p> <p>"La Partie qui invoque un événement de force majeure (la Partie Invocante), doit en informer envoi à l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et dans un délai de maximum 15 Jours Ouvrés à compter de la connaissance dudit événement de force majeure. La Notification expose autant qu'il est possible à ce stade : (i) la nature de l'événement de force majeure (ii) la date de début de l'événement, ses circonstances et sa date de fin probable, (iii) ses effets sur l'exécution des obligations contractuelles de la Partie Invocante, ainsi</p>	<p>RTE considère que la force majeure doit être notifiée et démontrée dans le même courrier de notification compte tenu de ses effets sur l'application du contrat, à savoir : suspension des obligations contractuelles et exonération de la responsabilité des parties. Cette dernière doit être notifiée et justifiée le plus vite possible dès la première notification. Une contestation tardive de la force majeure due à une absence de démonstration suffisante au moment de la 1ère notification pourrait être dommageable pour les</p>

			que (iv) les mesures et actions prises et envisagées pour minimiser sa durée et ses effets. Dans un délai de 30 Jours Ouvrés à compter de la date de cette première Notification, la Partie Invocante indique à l'autre Partie par voie de Notification, dans la mesure du possible, des éléments justifiant de l'existence d'un évènement de force majeure.	parties durant l'application du contrat. Dès lors, RTE propose de conserver la rédaction initiale.
Energy Pool	Evolution de la méthode de CDR rectangle pour le MA	Energy Pool est favorable à la modification de la prise de référence passant d'un unique pas de temps à la durée de l'effacement.		RTE a pris en compte le retour d'Energy Pool.

A3.2 Retours transverses à l'ensemble des Chapitres

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Tiko	SY8	Tiko soutient la proposition de simplification introduite, et remercie vivement RTE d'avoir apporté une solution effective et rapide au problème identifié. Cette simplification permettra effectivement et dès cet hiver de faciliter la croissance des EDR diffuses en aFRR et d'apporter davantage de volume en prévision de la réouverture de l'AO aFRR en juillet 2024.		

A3.3 Retours relatifs au Chapitre 1 « Dispositif de Programmation »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	1.C.2	Définition de la date PR2 « <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</i> »	Clarifier le lien avec le format d'offres « <u>explicités</u> » : voir la définition équivalente coté MA 2.C.2 : « (...) soumettre des Offres d'Ajustement <u>Explicités</u> »	RTE remercie l'ADEeF pour cette remarque et a corrigé cet oubli.
ADEef	1.F.3	« <i>1. F.3 Évolution du Périmètre de Programmation Les EDP et EDP Soutirage sont déclarées par le Responsable de Programmation au moyen du modèle joint en Annexe 1.A3. Dans le cas d'une EDP ou EDP soutirage comprenant un ou plusieurs sites sur le RPD, le GRD doit être notifié à partir de la date PR14 de tout ajout, modification ou retrait d'un site de l'EDP ou EDP soutirage présent également dans une EDA et/ou une EDR. Cette notification au GRD se fait conformément aux processus décrits dans les chapitres 2 et 4 des présentes règles de marché.</i> » L'ADEeF souligne que les GRD ne connaissent pas formellement le Responsable de Programmation, uniquement l'Acteur d'Ajustement /Responsable de Réserve/ Opérateur d'Effacement	« <i>Cette notification au GRD est effectuée <u>par l'Acteur d'Ajustement et/ou le Responsable de Réserve</u> conformément aux processus décrits dans les chapitres 2 et 4 des présentes règles de marché.</i> »	Les obligations décrites dans le chapitre 1 ne sont applicables qu'aux responsables de programmation. Les acteurs d'ajustement et responsables de réserve sont contractuellement liés par les chapitres 2 et 4 respectivement, qui stipulent que l'acteur d'ajustement / responsable de réserve doit également être responsable de programmation des EDP entrant dans la composition des EDA/EDR de son périmètre. En pratique, les GRD traiteront donc bien avec les acteurs d'ajustement et responsables de réserve et ajouter la mention de ceux-ci dans les règles

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

		(désignés sous le terme générique d' « acteur de flexibilité » dans les conventions GRD-AF) : la déclaration des EDP via la gestion des périmètres MA/SSyf devra donc être effectuée par l'AA/RR (et non le RP), au titre des articles 2.F et 4.F		ajouterait, selon RTE, une complexité non nécessaire.
ADEef	1.R.1	<p>Programmation des sites de production raccordés au RPD : Les règles « programmation » prévoient la remontée d'un programme d'appel de production agrégé par les GRD vers RTE à une date « PR1 », même si certains GRD ont d'ores et déjà mis en place ce flux de données. RTE émet le souhait de notifier cette date « PR1 » pour le 01/01/2025. Les GRD comprennent le besoin de RTE de disposer de la visibilité sur l'équilibre offre-demande dans un contexte de développement des énergies renouvelables, un enjeu similaire se posera d'ailleurs pour la maîtrise des flux d'énergie sur les réseaux de distribution.</p> <p>Il faut cependant souligner que l'échéance de 2025 proposée par RTE ne pourra pas être tenue pour nombre de GRD, compte-tenu des nombreux impacts processus et SI (collecte des programmes auprès des producteurs, prévision de production ENR, transmission à RTE...). La trajectoire de mise en œuvre de la date « PR1 » devra être définie en coordination entre gestionnaires de réseau au cours de l'année 2024 dans le cadre des ateliers dédiés proposés par RTE, avec une montée progressive tenant compte du poids relatif de chaque GRD dans l'équilibre offre-demande national.</p> <p>Les GRD rappellent qu'il s'agit de transmettre à RTE un programme agrégé, construit à partir des programmes effectivement reçus des producteurs ou, en leur absence, des propres prévisions du GRD. Les GRD ne sauraient être responsables de la précision du programme prévisionnel agrégé transmis à RTE.</p>		<p>RTE remercie l'ADEef pour ce retour. La date annoncée du 01/01/2025 est indicative, tel que cela est indiqué dans le rapport d'accompagnement, et elle peut être amenée à évoluer selon l'avancement des travaux de réflexion et d'implémentation. RTE rappelle sa volonté de travailler conjointement avec les GRD à l'élaboration d'une solution satisfaisante pour toutes les parties.</p>
Alpiq Energie France	1.1.4.1	<p>Alpiq souhaiterait que soit précisé le caractère "Significatif" d'un non respect de programme de marche. Par ailleurs, si RTE fait porter sur le Responsable de programmation la responsabilité financière de la gestion et la réparation qu'il a engendré, comment cela s'articule avec le calcul du Prix de règlement des écarts, et la valorisation, voire l'indemnisation des RE a posteriori, si ceux-ci ont pris des dispositions en temps réel ?</p>	<p>Alpiq souhaiterait que ces points soient concertés avant d'inscrire ce principe dans les règles. Une telle évolution peut avoir de gros impacts sur les calculs des écarts pour les RE et les actions en temps réel qui auraient pu être prises pour gérer le périmètre.</p>	<p>RTE propose pour cette version des règles de simplement rappeler qu'en cas d'écart répété par rapport au programme de marche, causant un préjudice à RTE, RTE pouvant engager la responsabilité contractuelle de l'acteur conformément aux modalités décrites dans les dispositions générales. De plus, RTE propose d'inscrire ce sujet à la liste des sujets à concerter lors du prochain cycle de concertation et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation. RTE estime cependant qu'il n'y a pas d'articulation avec le PRE : il s'agit selon RTE d'une pénalisation, non pas du déséquilibre créé, mais d'une forme de défaillance de programmation.</p>

Alpiq Energie France	1.S	La date PR4 est-elle la date de bascule à 96 Guichets ? Y-a t-il une date de début de la phase transitoire ?	Alpiq souhaite un engagement de RTE et la CRE sur la date PR4, la date de début de la phase transitoire et la durée maximale de cette phase.	La date PR4 correspond à l'atteinte des 96 guichets de programmation. Comme expliqué dans le projet de règles, à l'article 1.S.1 relatif à la phase d'augmentation des guichets de programmation, "Le début de cette phase d'augmentation des guichets de programmation est annoncé par une Notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation." L'inscription de cette modalité dans les règles vise à engager RTE dans la structuration de cette phase d'augmentation des guichets dans une logique d'accompagnement des acteurs. C'est d'ailleurs cet engagement qui est explicité dans le rapport d'accompagnement au projet de règles. RTE propose d'intégrer une date distincte pour le début de la phase d'augmentation des guichets avec un délai de notification. Il en sera fait de même pour les guichets d'ajustement. En revanche, et comme expliqué lors de la concertation, RTE s'emploie à minimiser les contraintes qui pourraient allonger cette phase transitoire. L'atteinte des 96 guichets représente un changement majeur du processus opérationnel de conduite du système électrique et RTE n'est pas en mesure de s'engager sur la durée de cette phase transitoire qui peut être impacté par des éléments que RTE ne pourrait pas contrôler. RTE réitère sa volonté de réduire au maximum la durée de cette phase transitoire.
CNR	1.1.2.3.2	Dans le paragraphe 1.1.2.3.1, lorsqu'un programme d'appel ne respecte pas l'ensemble des conditions, il est rejeté <u>pour l'EDP</u> qui pose souci. Dans le paragraphe 1.1.2.3.2, pour les redéclarations de programme d'appel en infra journalier, "le refus de la mise à jour d'un Programme d'Appel" est mentionné sans qu'il soit indiqué que le refus de la mise à jour du PA porte sur l'EDP concernée uniquement.	Comme dans le paragraphe 1.1.2.3.1, la précision « pour cette EDP » doit être rajoutée dans le paragraphe 1.1.2.3.2.	RTE remercie la CNR pour cette remarque et a ajouté la mention citée
CNR	1.P.2.1	En cas d'indisponibilité du système d'information, un mode secours peut être mis en place dans certains cas pour l'envoi des PA mais ce mode secours ne semble pas décrit (ni dans les règles, ni dans les règles SI).	Décrire dans les règles ou dans les règles SI le mode secours qui pourrait être mis en place pour l'envoi des PA	Ceci n'a pas été discuté dans le cadre de la concertation ni dans le cadre des nombreux ateliers techniques concernant la mise à jour du guide d'implémentation TOPASE. RTE prend note de la remarque et va instruire le sujet.
EDF SA	1.1.2.3.1. Déclaration initiale en J-1	EDF réitère la vision donnée à l'occasion de l'appel à contribution de RTE concernant l'enchère IJ de 15h et la programmation. A savoir que l'engagement actuel des responsables de	Le Responsable de Programmation s'engage à faire ses meilleurs efforts pour que les valeurs prévisionnelles de puissance active transmises à l'Heure Limite d'Accès au	RTE souhaite rappeler l'importance que revêt la réception de programmes d'appel fiables à HLAR dans l'exercice de sa mission de service public

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

		<p>programmation est bien de fournir à RTE la meilleure vision possible des programmes d'appel compte tenu des éléments connus à HLAR. EDF n'est donc pas en faveur de cette proposition d'amendement car :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cet engagement viendrait, de fait, limiter la liquidité de l'enchère IJ : les acteurs, pour tenir leur engagement auprès de RTE, pourraient limiter leur participation à l'enchère. - L'engagement de cohérence entre la programmation et les RE existe déjà par l'incitation à être équilibré induite par le prix de règlement des écarts en temps réel. 	<p>Réseau tiennent compte de toutes les informations dont il dispose à ce moment là de la Journée J-1, y compris des informations liées à la première Enchère Infra-journalière.</p>	<p>d'assurer la sécurité du réseau. HLAR résulte d'un compromis entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) permettre à RTE de disposer de suffisamment de temps pour réaliser ses études nationales de sûreté réseau J-1, (ii) donner le temps aux acteurs d'envoyer des programmes d'appels les plus fiables possible, (iii) permettre à RTE de participer aux analyses de sécurité, réglementaires et coordonnées au niveau européen. <p>Des incohérences entre les programmes d'appel reçus à HLAR et les positions prises sur les marchés peuvent fausser les études européennes et françaises. Ceci pourrait avoir des conséquences sur la sûreté du système et/ou conduire les GRT à mettre en œuvre des actions préventives inutiles, potentiellement coûteuses et non optimales.</p> <p>RTE entend la crainte d'EDF de ne pas être en mesure d'envoyer à HLAR des PA cohérents selon la liquidité de l'IDA 1 et souhaite anticiper les différents cas :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. liquidité faible : tous les acteurs sont capables d'envoyer à HLAR des PA cohérents avec les positions prises sur les marchés par les RE --> le guichet optionnel de 18h n'est pas nécessaire 2. liquidité importante : certains acteurs ne parviennent pas, de manière récurrente, à envoyer à HLAR des PA cohérents --> l'ajout d'un guichet IJ de rattrapage à 18h est déjà prévue dans les règles <p>L'incitation à la cohérence entre les programmes et les RE est focalisée sur le temps réel (entrée de fenêtre opérationnelle) mais ne constitue pas une incitation sur la cohérence des PA reçus à HLAR. C'est pourquoi RTE souhaite mentionner explicitement son besoin de recevoir autant que possible des PA à HLAR qui tiennent compte de toutes les informations à disposition des RP, y compris les échanges lors de l'enchère IDA 1.</p>
EDF SA	1.1.2.3.2. Redéclaration des Programmes	cf. commentaire ci-dessus	<p>En particulier, le Responsable de Programmation s'engage à faire ses meilleurs efforts pour que les Programmes d'Appel transmis lors du Guichet infra-journalier positionné deux heures après une Enchère</p>	<p>De la même manière, RTE souhaite disposer dès que possible de programmes d'appels actualisés tenant compte des résultats des enchères infra-</p>

	d'Appel en infra-journalier		Infra-journalière tiennent compte des informations liées à cette Enchère Infra-journalière.	journalières afin d'alimenter ses études de sûreté réseau ainsi que les études européennes.
EDF SA	1.1.2.3.2. Redéclarations des Programmes d'Appel en infra-journalier	En cohérence avec le commentaire ci-dessus et la vision donnée à l'occasion de l'appel à contribution de RTE, la pertinence d'un guichet supplémentaire à 18h dépend de la liquidité de l'enchère IJ : - Soit les volumes échangés sur l'enchère IJ sont importants et une optimisation globale sera nécessaire à l'image de celle réalisée actuellement à l'issue du couplage J-1. Cette optimisation globale prend environ 3h30 en cas nominal pour réaliser toutes les étapes essentielles. Dans ce cas, un guichet intermédiaire serait nécessaire afin de fournir des PA cohérents avec les volumes échangés lors de l'IDA 1 à HLAR. - Soit les volumes échangés sur l'enchère IJ seront faibles et pourront être inclus à HLAR. Auquel cas, un guichet supplémentaire à 18h ne semble pas nécessaire.	-	RTE est d'accord avec EDF sur le fait que la pertinence du guichet de 18h dépend de la liquidité de l'IDA 1. Ce guichet a pour vocation de donner à RTE une plus grande réactivité en cas de liquidité importante. RTE ne souhaite cependant pas que l'ajout d'un tel guichet ne conduise à un report effectif d'HLAR à 18h, ce qui aurait un effet très négatif sur les études de sûreté réseau nationales et européennes.
EDF SA	1.1.4.1. Respect du Programme de Marche par le Responsable de Programmation	Le règlement financier des écarts et des pénalités (RE et MA) constitue déjà une incitation pour le RP et une compensation financière pour RTE au regard des mécanismes de marché (Article L321-14 et Article L321-15 du code de l'énergie). De plus, il est nécessaire de fixer des critères objectifs et non discriminatoires permettant de caractériser le "non-respect significatif du Programme de Marche" ainsi que de définir les coûts qui peuvent être inclus dans la gestion et la réparation d'un nouvel incident. Il est également essentiel d'exclure les événements de caractère fortuit et de circonscrire aux événements "entraînant d'importants surcoûts de gestion". En outre, il est nécessaire de qualifier par des critères précis les hypothèses visées, qui ne peuvent concerner que des agissements significatifs mais aussi "répétés." Il est aussi nécessaire de définir plus précisément les jalons de la procédure pouvant conduire à l'application de la compensation financière. Une simple prise de contact ne peut suffire à régler ce type de situation. A minima et en premier lieu, RTE et le RP doivent pouvoir s'accorder sur un délai pour l'identification de l'anomalie et, a posteriori un délai pour le traitement de cette anomalie. En cas de divergence quant à l'analyse des causes de l'incident, des modalités de traitement des désaccords entre RTE et le RP doivent être envisagées.	Hors cas de fortuits , lorsqu'un non-respect significatif et répété du Programme de Marche est identifié comme étant la cause d'un incident dans la gestion du système électrique entraînant d'importants surcoûts de gestion pour RTE, et si le rapprochement des Parties, à la demande de RTE , ne permet pas d'aboutir à une résolution pérenne du problème, RTE peut prétendre, sous réserve de le justifier dûment, à un préjudice auprès du Responsable de Programmation à hauteur des surcoûts importants engendrés par la gestion d'un nouvel incident, à l'exclusion des coûts déjà pris en compte dans le règlement des écarts. Pour l'application du présent article : - le terme "significatif" vise les hypothèses suivantes : XX - les coûts de gestion et de réparation d'un incident vise les coûts suivants : XX En cas de désaccord entre les Parties sur la qualification de l'événement, son mode de résolution le cas échéant, ou sur le chiffrage des surcoûts importants de gestion, la procédure suivante est suivie : XX	RTE propose pour cette version des règles de simplement rappeler qu'en cas d'écart répété par rapport au programme de marche, causant un préjudice à RTE, RTE pouvant engager la responsabilité contractuelle de l'acteur conformément aux modalités décrites dans les dispositions générales. De plus, RTE propose d'inscrire ce sujet à la liste des sujets à concerter lors du prochain cycle de concertation, et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation. RTE a cependant les remarques suivantes : - Il n'y pas d'articulation avec le PRE : il s'agit d'une pénalisation non pas du déséquilibre créé, mais d'une défaillance de programmation - Les cas de fortuit doivent bien entendu être exclus de ce cadre ; ils sont gérés dans l'article 1.1.3.2.4 - Les modalités de gestion des désaccords sont décrites à l'article 0.I des dispositions générales
EDF SA	1.D.2. Suspension	La qualification d'un "comportement ou des actions affectant négativement ou menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE" n'est pas précisée par RTE, ni dans ce chapitre ni dans les dispositions générales du nouveau jeu de règles. Or il est nécessaire de disposer de critères objectifs pour qualifier un tel comportement ou, à minima, de prévoir que RTE doit adresser une demande motivée auprès du RP. Le terme "comportement"	L'Accord de Participation en qualité de Responsable de programmation peut être suspendu par RTE dans les cas suivants : - Le Responsable de Programmation a un comportement ou des actions affectant négativement ou menaçant manifestement le fonctionnement des applications SI de RTE. Après avoir informé pris contact avec le Responsable de Programmation dans le	RTE propose la formulation suivante : <i>L'Accord de Participation peut être suspendu dans les cas suivants :</i> - <i>Le Responsable de Programmation a un processus et/ou des actions menaçant manifestement le fonctionnement des applications SI de RTE.</i>

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

		semble par ailleurs redondant avec celui d'"actions", il est donc proposé de le supprimer. De plus, il apparaît nécessaire d'introduire des modalités de traitement des désaccords entre RTE et l'acteur en cas de divergence quant à l'analyse de la qualification des faits survenus et des causes de l'anomalie. Enfin, l'identification et la résolution d'une anomalie " <i>affectant négativement ou menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE</i> " peut prendre du temps. Un délai de traitement doit être prévu entre RTE et le RP avant d'envisager une éventuelle suspension du contrat de la part de RTE. Aussi, la suspension, si cette mesure était retenue dans les règles, ne devrait pas excéder la durée nécessaire à la remédiation de l'anomalie reconnue entre les parties.	but de l'informer de sa situation en lui fournissant des éléments justificatifs, et de et lui avoir demandé de régulariser sa situation dans un délai raisonnable et suffisant , et en l'absence ... au Participant. La suspension de l'Accord de Participation en qualité de Responsable de Programmation prend effet à compter de la date de Notification ar RTE et prend fin à compter de la régularisation par le Responsable de Programmation. En cas de désaccord entre les Parties sur la qualification de l'événement ou son mode de résolution le cas échéant, la procédure suivante est suivie : XX	<i>Après avoir informé le Responsable de Programmation de sa situation en lui fournissant des éléments justificatifs, et lui avoir demandé de régulariser sa situation dans un délai raisonnable et suffisant, et en l'absence ... au Participant. La suspension de l'Accord de Participation en qualité de Responsable de Programmation prend effet à compter de la date de notification par RTE et prend fin après réception et analyse par RTE d'une preuve ou d'un engagement tangible de régularisation par le Responsable de Programmation.</i> Note : les modalités de gestion des désaccords sont décrites à l'article 0.I des dispositions générales
EDF SA	1.R.1.1. Etablissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD	Dans le rapport d'accompagnement, une première indication située en T1 2025 la date PR1 (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). Il est à noter que certains programmes d'appel d'installations non-marginales raccordées au RPD sont déjà communiqués directement à RTE sans transiter par les applications des GRD. Au vu du délais de prévenance et des chantiers SI prioritaires sur l'année 2024, EDF signale qu'il sera très difficile de modifier les canaux d'envoi ses programmes d'appel déjà transmis à RTE au 01/01/2025 (PR1)		RTE prend note de l'alerte d'EDF concernant le positionnement indicatif de la date de bascule et de la difficulté estimée de la respecter compte-tenu des autres chantiers SI. RTE rappelle l'importance que revêt la récupération de programmes d'appels fiables des moyens situés sur le RPD et réitère sa volonté de construire une solution et un calendrier qui soit tenable pour un maximum d'acteurs.
EDF SA	1.S Dispositions transitoires	Afin de maximiser la participation des acteurs à la phase transitoire, la notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation annonçant le début de la phase d'augmentation des guichets ainsi que la description des différentes configurations de guichets ouverts, doit être envoyée au plus tard 1 mois le début de la transition	Le début de cette phase d'augmentation des guichets de programmation est annoncé par une Notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation avec un délai de prévenance de 1 Mois minimum.	En cohérence avec la réponse de RTE aux retours d'autres acteurs, RTE est favorable à la proposition de EDF et propose également d'intégrer une nouvelle date qui correspond à la date de début de cette phase d'augmentation des guichets de programmation. La rédaction sera simplement structurée différemment en intégrant la date dans les articles 1.S.1 et 1.C.2. Il en sera fait de même pour les guichets d'ajustement.
EDF SA	1.S Dispositions transitoires	Afin de maximiser la participation des acteurs aux nouveaux guichets de programmation mis à disposition par RTE lors de la phase d'augmentation des guichets, la notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation annonçant le début d'une nouvelle configuration doit être envoyée avec un délai minimum de 5 jours ouvrés.	Chaque nouvelle configuration de guichet est annoncée par une Notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation avec un délai de prévenance de 5 Jours minimum.	Alors que les délais de prévenance avant le début de la phase transitoire d'augmentation des guichets et avant le passage définitif à 96 guichets permettent de maximiser la participation des acteurs en leur donnant la possibilité de se préparer à ces jalons importants, le délai de prévenance entre chaque configuration de guichets est moins contraignant pour la participation des acteurs.

				<p>De fait, RTE devra éprouver chaque configuration un certain nombre de jours, qui pourraient être variable selon les configurations, avant d'envisager une autre configuration de guichets. Autrement dit, une certaine viabilité devra être assurée sur chaque configuration avant de passer à une autre configuration permettant une augmentation de guichets. RTE souhaite maximiser la participation des acteurs, mais il rappelle également que les acteurs n'ont pas l'obligation d'utiliser chaque guichet d'une nouvelle configuration. Ainsi, il n'est pas jugé nécessaire d'augmenter le délai de prévenance avant une configuration car un acteur pourra parfaitement utiliser davantage de guichets permis par la nouvelle configuration plusieurs jours après le passage à cette configuration par RTE. Enfin, RTE considère que l'allongement de ce délai de prévenance, faute de connaître en avance le nombre de configurations qui sera nécessaire pour atteindre les 96 guichets, se trouve en contradiction avec l'objectif de minimiser la durée de la phase transitoire (durée entre la configuration 24 guichets et la configuration cible des 96 guichets). Par conséquent, RTE propose de rester sur un délai de 2 jours tout en ajoutant qu'il s'agirait de 2 jours ouvrés.</p>
EDF SA	<p>1.1.1.2.1. Limitations pour la programmation en Services Système fréquence</p>	<p>Les capacités de réglage V2G/V1G sont susceptibles d'être installées sur des Sites variés, notamment sur des Sites de Soutirage raccordés au RPD, ou sur des Sites de Soutirage raccordés au RPT.</p> <p>Les règles qui s'appliquent à la constitution des EDP Soutirage (qui ne peuvent comporter que des Sites raccordés au RPD ou que des Sites raccordés au RPT), ainsi que la règle imposant une seule EDP Soutirage ou EDP par EDR, couplées à la résolution de 1 MW de la programmation, sont de nature à freiner la contribution du V2G/V1G aux services système fréquence.</p> <p>EDF propose de changer la résolution de la programmation de 1 MW à 0,1 MW à partir de la date PR16, à définir par RTE, en complément de l'extension aux EDR Diffuses de l'expérimentation relative aux agrégations mixtes au sein des EDR, pour lever ces freins en attendant l'abaissement de la résolution des offres de Réglage Primaire et Secondaire de la fréquence proposée par</p>	<p>Ajouter avant la dernière phrase du § 1.1.1.2.1.: "A partir de la date PR16, la résolution de la programmation est de 0,1 MW. Les Chroniques de Participation à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire sont tronquées à la décimale la plus proche. Pour chaque Entité de Réserve, la réserve programmée (résolution 0,1 MW) doit être inférieure ou égale à la réserve maximale certifiée (résolution 0,1 MW)."</p>	<p>RTE fera évoluer les règles une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre RTE et la CRE.</p>

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

		ailleurs par EDF en cohérence avec l'évolution prévue dans le futur code réseau européen sur la "Demand Response".		
EDF SA	1.1.2.1. Contenu du Programme d'Appel	Mettre à jour le paragraphe en accord avec l'évolution proposée concernant l'abaissement de la résolution de la programmation.	Ajouter après la phrase "RTE retient les valeurs tronquées au MW." la phrase "A partir de la date PR16, RTE retient les valeurs tronquées au dixième de MW."	RTE fera évoluer les règles une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre RTE et la CRE.
ENGIE	1.1.4.1	Concernant les incidents causés par le Responsable de Programmation, nous souhaitons préciser que la compensation financière ne concerne que les cas de négligence grave ou faute intentionnelle, répétées, assorties d'une volonté délibérée de l'acteur de ne pas remédier au problème alors que des mesures correctrices existent.	Le Responsable de Programmation est tenu de faire respecter le Programme de Marche des EDP et des ensembles de Sites non constitutifs d'une EDP et appartenant à une EDA. RTE effectue une surveillance, en temps réel lorsque c'est possible, du respect du Programme de Marche et peut contacter le Responsable de Programmation en cas d'écart. Lorsqu'un non-respect significatif du Programme de Marche est identifié comme étant la cause d'un incident dans la gestion du système électrique, et si cette prise de contact ne permet pas d'aboutir à une résolution pérenne du problème, RTE peut faire porter au Responsable de Programmation la responsabilité financière de la gestion et de la réparation d'un nouvel incident qu'il a engendré uniquement dans le cas où ledit incident est la conséquence d'une faute intentionnelle ou d'une négligence grave et répétées, assorties d'une volonté délibérée de l'acteur de ne pas remédier au problème alors que des mesures correctrices existent. Les modalités de surveillance des Participations Symétrique ou Dissymétrique aux Réserves Primaire et Secondaire et les actions entreprises par RTE en cas d'écart desdites Participations par rapport au Programme de Marche sont définies dans le Chapitre 4 des Règles.	RTE propose pour cette version des règles de simplement rappeler qu'en cas d'écart répété par rapport au programme de marche, causant un préjudice à RTE, RTE pouvant engager la responsabilité contractuelle de l'acteur conformément aux modalités décrites dans les dispositions générales. De plus, RTE propose d'inscrire ce sujet à la liste des sujets à concerter lors du prochain cycle de concertation, et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation. L'objectif pour RTE est ici non pas de sanctionner un comportement malveillant, mais une défaillance de programmation.
ENGIE	PR.5	Périmètre de programmation RPD : nous sommes d'accords sur la proposition RTE qui a le mérite de pouvoir être mise en place rapidement en utilisant les échanges en place avec les GRD. La cible doit néanmoins être d'avoir un référentiel de Programmation dans GIPSE, avec contrôles de cohérence EDA/EDR/EDE etc...		RTE remercie ENGIE de son retour. L'application GIPSE réalise déjà des contrôles trans-mécanismes. Cependant, l'interface de gestion des EDP, à l'image de ce qui est fait pour les EDA, n'est en effet pas disponible à l'externe. RTE travaille actuellement sur ce sujet et reviendra vers les acteurs sur ce sujet lors d'un atelier technique courant 2024.

A3.4 Retours relatifs au Chapitre 2 « Mécanisme d'Ajustement »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	MA8.2	Passage à 96 guichets : Processus d'augmentation progressive des guichets. Important de bien évaluer les impacts et contraintes côté Responsables de Programmation. On ne peut pas faire évoluer nos outils en continu. Inversement si les acteurs ne joent pas le jeu, le processus d'augmentation progressive peut ne servir à rien. Comme évoqué en GT (25/5/2023) et rappelé dans le document d'accompagnement, ce sujet est à concerter avec les acteurs.		RTE remercie ENGIE pour ce retour et confirme l'intérêt de procéder à des discussions techniques et un accompagnement dédié à cette évolution opérationnelle dans le cadre de la concertation qui aura lieu durant l'année 2024, conformément à ce qui a été indiqué dans la rapport d'accompagnement.
ADEef	2.F.2.4	Suggestion de reformulation pour clarifier le lien entre EDP et format d'offre explicite/implicite. Une EDP injection est composée : 1/ Soit uniquement de sites d'injection, dans ce cas : Avant la date MA2, une EDA injection <i>non liée à une EDP</i> (ou plusieurs) formule des offres <u>explicites uniquement</u> . Une EDA injection <i>liée à une EDP</i> (ou plusieurs après la date MA7) formule des offres <u>implicites uniquement</u> . Après la date MA2 : l'EDA injection est <u>obligatoirement liée à une EDP</u> (ou plusieurs après la date MA7) et peut formuler, au choix de l'acteur, <u>des offres implicites ou explicites</u> 2/ soit uniquement de sites de stockage. Dans ce cas, l'EDA injection est <u>obligatoirement liée à une ou plusieurs EDP</u> et formule des offres <u>explicites uniquement</u>		RTE propose de laisser la rédaction existante dans les règles. Concernant la clarification du lien entre offres implicite/ explicite , et la présence d'EDP, RTE va initier du fiche dédiée à la gestion des périmètre trans-mécanismes et inclura cette précision.
ADEef	2.F.3.2.1	Prérequis d'existence d'une installation de comptage : applicable également aux sites de soutirage, faire le lien avec 2.E.3	Ajouter site de soutirage, ou mentionner « Site » sans distinction	La mention au Site de Soutirage a été ajouté dans le §2.F.3.2.1
ADEef	2.F.3.3.2. 2.F.3.3.2.1 2.F.3.3.2.4	Ajouter dans les données transmises par l'AA au GRD la déclaration de l'EDP de rattachement du site, à partir de la date MA14 (sans objet pour un site de soutirage, et optionnelle pour un site d'injection formulant des offres explicites jusqu'à la date MA7) (de façon symétrique à ce qui a bien été intégré en 2.F.3.3.3.2.1. et 4.F.3.1.3.2)	De façon similaire à 2.F.3.3.3.2.1, ajouter <u>« le cas échéant et à partir de la date MA14, l'identifiant de l'EDP auquel le site est rattaché (selon la typologie définie au 2.F.2.4.) »</u>	RTE vous remercie pour cette lecture. La proposition de modification a été intégrée au 2.F.3.3.2.1.
ADEef	2.F.3.3.3.2.3 2.F.3.4.3.	Facteur d'influencement par poste-source : proposition de fusionner 2.F.3.4.3.avec 2.F.3.3.3.2.3		RTE vous remercie pour ce retour et ne modifiera pas ces paragraphes pour cette version v1.
ADEef	2.F.3.4.2.	Capacité d'ajustement de l'EDA : pourquoi un § dédié ? la capacité d'ajustement d'une EDA n'est-elle pas directement la somme des capacités d'ajustement des sites la constituant, communiquée au GR de raccordement dans le cadre de 2.F.3.3.2 ?		RTE remercie l'ADEef pour cette remarque. Cette modification ne sera pas prise en compte dans ce projet de règles. Néanmoins, RTE le note pour un prochain cycle de concertation.
ADEef	2.J.1.1.3.2.	Suggestion : plutôt que par exception, lister « explicitement » quel type d'EDA peut formuler des offres explicites ?		RTE vous remercie pour cette proposition, et ne souhaite pas intégrer de changement de formulation.

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

Alpiq Energie France	2.I.2.2.3	<p>Il est mentionné que "Pour une même Plage de Contrôle et un même Site, des activations concomitantes de Flexibilités Réseau RPD avec des activations sur le Mécanisme d'Ajustement et/ou sur NEBEF doivent avoir lieu dans le même Sens".</p> <p>Sous l'article "Dispositions particulières pour les EDA dont les Sites participent à l'activation de Flexibilités". la formulation suggère que "les Sites participent", et que c'est une volonté du Site de participer : Comment et sous quel moyen les Sites se manifestent-ils ? Qui chez les "Sites" doit se manifester ? Le RP, le RE, l'AA du site ? Comment les informations sont-elles transmises au RE du site si le Site "participe" ? Y-a-t-il un mécanisme ou un appel d'offre associé ?</p>	<p>Pourriez vous préciser ce qu'il advient d'un site utilisé comme Flexibilité et qui fait partie d'une EDA ?</p> <p>Si une offre sur une EDA, prévue sur une plage de prix à venir, est utilisée par un gestionnaire de réseau, comment est dédommagé l'AA s'il ne peut plus voir son offre activable ?</p>	<p>Suite aux observations d'Alpiq RTE propose de modifier la formulation du titre de l'article pour remplacer les termes "participent à une activation de Flexibilité Réseau RPD" par "fournissent une Flexibilité Réseau RPD", afin d'englober les différentes modalités d'activations des flexibilités réseau RPD. En effet celles-ci peuvent varier selon le type de flexibilité. Par exemple, la participation à un appel au marché du GRD pour un service de flexibilités locales relève d'une démarche volontaire. Les modalités contractuelles des appels au marché d'Enedis prévoient, dans le cas d'une participation multi-mécanismes, qu'un Site participe avec le même acteur. Il incombe alors à cet acteur de s'assurer de la cohérence des offres déposées sur chacun des mécanismes, et dans le cas contraire d'en déclarer l'indisponibilité.</p> <p>Les règles actuelles prévoient la concomitance d'activation de flexibilités locales et d'offres d'ajustement. Si l'acteur rend bien les services attendus de part et d'autre (nécessairement dans le même sens), il sera rémunéré une seule fois et ne sera pas exposé à des pénalités.</p> <p>Ces dispositions ne traitant pas tous les cas, RTE et Enedis poursuivent leurs travaux sur les sujets de concomitance d'activation de flexibilité réseau et d'offre d'ajustement et prennent note des remarques et questions d'Alpiq.</p>
Alpiq Energie France	2.S.1.1	Après la date MA10, est-ce qu'une limite d'un nombre de MW d'activations sera fixée aux EDA dites "normalisées" (avec DMO <=30 min et un DMin <= 60 min) ?		<p>Tout d'abord, RTE souhaite rappeler l'évolution sémantique proposée puisqu'il s'agit plus véritablement des petites offres "normalisées" que de petites EDA "normalisées". Ensuite, après la date MA10, les petites offres "normalisées" devront avoir un DMO ≤ 30min et un DMin ≤ 30 min.</p> <p>La mise en place d'une limite d'un nombre de MW d'activations, telle qu'elle existait sur les petites EDA "non normalisées", n'est pas envisagée dans la proposition d'évolution de RTE. L'objectif est d'avoir des offres qui permettent d'éviter également ce type de limite sur le volume total des activations de petites offres "normalisées".</p>
CNR	2.K.5	Lors de l'indisponibilité fortuite du réseau pour lesquelles le cadre contractuel d'accès au Réseau prévoit une responsabilité	Rajouter dans les règles une précision quant à la possibilité d'indemniser au-delà de la durée de	Ce dispositif d'activation d'une offre sur le MA en cas d'indisponibilité fortuite du réseau est décrit

		<p>financière de RTE :</p> <p>le volume d'ajustement permettant de neutraliser l'impact sur la production est calculé entre le moment de "l'action automatique ou manuelle" et jusqu'à la "possibilité de retour de l'injection". Nous avons noté que, sur des installations hydrauliques, un délai s'écoule entre la fin de l'indisponibilité non programmée et la reprise à pleine charge de l'usine lié au temps de transfert hydraulique entre le barrage et l'usine. Ce délai peut aller jusqu'à 2h.</p> <p>La rédaction actuelle intègre-t-elle bien la possibilité de prendre en compte l'énergie non injectée sur ce pas de temps complémentaire ?</p>	<p>l'indisponibilité non programmée afin de bien prendre en compte l'impact réel de la remise en régime nominal effectif (cas par exemple pour les installations hydrauliques fil de l'eau avec temps de transfert hydraulique entre barrage et usine, si barrage non accolé à l'usine en particulier)</p> <p>Si cet ajout n'est pas possible, ce sujet doit être traité lors de la prochaine concertation.</p>	<p>plus en détail dans le CART-P. Pour mémoire la fin de limitation est définie à l'article 7.2.3.1 comme le "retour au Programme d'Appel déclaré après la fin de l'Indisponibilité Non Programmée. Le temps de reprise, qui permet de déterminer la fin de la limitation, est évalué en fonction des conditions d'exploitation du GDP connues au moment de l'incident". De plus, il est précisé que "le volume de l'ajustement correspondant à l'incident est calculé sur la base du dernier Programme d'Appel déclaré avant l'incident, correspondant à la différence entre ce Programme d'Appel et l'Injection réalisée sur la période définie à l'article 7.2.3.1". Selon RTE, cette rédaction permet de prendre en compte l'impact réel de l'indisponibilité fortuite, comprenant la remise en service du GDP concerné. RTE considère qu'il n'est pas nécessaire de modifier cet article.</p>
EDF SA	2.P - Indicateurs et informations du MA RTE	<p>RTE publie sur le Portail Service les indicateurs relatifs au MA avec une granularité 30min. Un fichier agrégeant ces données sur une journée est également téléchargeable à partir de la plateforme. Serait-il possible de laisser à l'acteur la possibilité de télécharger un fichier agrégeant des données sur une plage temporelle supérieure à la journée?</p>		<p>Il est possible de télécharger les données relatives à l'équilibrage sur une année entière sur la page https://www.services-rte.com/fr/telechargez-les-donnees-publiees-par-rte.html</p>
EDF SA	2.M.4.2.2. Calcul de la rémunération des Offres d'Ajustement Standard Standard de RR dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué ou supplanté par un autre Ordre d'Ajustement	<p>EDF accueille favorable la modification proposée par RTE. Aujourd'hui les ordres bloqués sont clairement identifiables dans le SI. Comment seront identifiés les ordres supplantés par un autre d'Ajustement dans le SI ?</p>		<p>Au vu des rares cas que cela représente, il n'est pas prévu de faire évoluer notre application interne pour identifier ce type de situation. En revanche, il est possible pour les acteurs de mettre en place un contrôle lorsque deux ajustements ont la même plage de contrôle ou lorsqu'un ajustement spécifique a un volume négatif.</p>
EDF SA	2.Q.1.2. Surcoûts des ajustements	<p>Dans le rapport d'accompagnement, RTE propose une clarification du portage des surcoûts sur les ajustements, objet des explications ajoutées en fin de paragraphe et renvoyant aux modalités du chapitre 3. En revanche, le rapport d'accompagnement ne précise pas le contexte et les raisons qui justifient le retrait des dispositions de calcul des surcoûts d'ajustement pour les offres</p>		<p>Avant juillet 2022, un ajustement standard activé pour satisfaire la contrôlabilité des flux était rémunéré au prix d'offre et générait un surcoût pour cause réseau égal à la différence entre le prix d'offre et le prix marginal. Depuis juillet 2022, ce type d'activation est rémunéré au prix marginal donc il n'y a plus de surcoût car il n'est</p>

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

		d'ajustement standard. Quels sont le contexte et les raisons qui justifient le retrait de ces dispositions ?		plus possible d'avoir une différence entre le prix de rémunération de l'offre et le prix marginal. Cela a été précisé dans le rapport d'accompagnement.
EDF SA	MA5.1. Symétrisation de la formulation des prix sur les offres d'ajustement à la hausse	EDF accueille favorablement la modification proposée par RTE.		RTE remercie EDF pour ce retour et prend note de l'avis positif formulée pour cette proposition.
EDF SA	MA11. Valorisation des écarts d'ajustement	<p>La proposition élaborée par RTE d'un nouveau calcul du PREA constitue une modification substantielle pour la valorisation des écarts d'ajustement. EDF regrette que les acteurs n'aient pas été consultés sur ce point.</p> <p>Au vu des implications d'un tel changement, EDF regrette de ne pas avoir eu accès à des analyses sur les volumes et montants résultant des cas identifiés comme problématiques par RTE. En effet, s'il s'agit de volumes et montants marginaux par rapport aux bilans de écarts d'ajustement, d'autres solutions « correctives » auraient pu être envisagées.</p> <p>De même, EDF regrette de ne pas avoir eu accès à des analyses de sensibilité expliquant la fixation du paramètre alpha à 20% et propose que, si la nouvelle formule du PREA est maintenue, ce paramètre soit défini ultérieurement.</p> <p>De plus, EDF remarque que la définition d'un PREA par EDA rend beaucoup plus complexe et moins fiable la mise en œuvre du contrôle du facturation réalisé par les services de back office.</p> <p>Enfin le changement de valorisation du PREA et le risque induit par la complexité de sa mise en œuvre pourraient avoir un impact sur la formulation du prix des offres ajustement se répercutant ainsi sur le coût global du mécanisme d'ajustement et sur le PRE.</p>	EDF est ouvert à la réflexion qu'ouvre la proposition de RTE de reformuler le PREA. Cependant l'introduction de ces dispositions dans l'évolution consultée des règles semble prématurée. Au vu des impacts opérationnels et économiques potentiels, les problèmes pointés par RTE et paramétrage de la formule mériteraient d'être mieux qualifiés et quantifiés. Pour cela, EDF propose qu'RTE mène un travail sur l'évolution du PREA lors du prochain cycle de concertation.	<p>RTE remercie EDF pour ce retour constructif et prends note des demandes de précision et d'échange sur le sujet.</p> <p>RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertinence de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle.</p> <p>RTE n'inclura donc pas cette évolution dans ce projet de règles v1.</p>
Energy Pool	Evolution du cadre relatif aux petites offres d'ajustement	Energy Pool accueille favorablement la proposition de RTE de supprimer la limitation à 3 petites offres standardisées par jour.		RTE remercie Energypool pour ce retour et prend note de l'avis positif formulée pour cette proposition.
Energy Pool	Valorisation des écarts d'ajustement	Energy Pool est favorable à la nouvelle méthode de calcul du prix des écarts d'ajustement proposée par RTE. Nous pensons que cette nouvelle méthode de calcul renvoie une bonne incitation aux acteurs d'ajustement.		<p>RTE remercie Energypool pour ce retour et prend note de l'avis positif formulée pour cette proposition.</p> <p>RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertinence de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code</p>

				Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle. RTE n'inclura donc pas cette évolution dans ce projet de règles v1.
Energy Pool	MARI : calcul du volume commercial (article 2.M.3.1.2.)	Le calcul de "n(t)" est détaillé dans le rapport d'accompagnement mais ne l'est pas du tout dans le projet de règles.	Ajout des détails du calcul de n(t) à l'article 2.M.3.1.2.	Les deux cas de figure présentés dans le rapport d'accompagnement ont été ajoutés dans le projet de règles à l'article 2.M.3.1.2.
Energy Pool	MARI : calcul de la rémunération (article 2.M.4.1.2.)	Le prix de règlement pour une offre standard de mFRR activée de manière directe ("Prix settlement"), n'est pas détaillé dans les règles. Energy Pool souhaiterait voir apparaître dans les règles plus de détails sur ce à quoi correspond ce prix et comment il est construit.	Ajout explications sur le prix de règlement dans le cas d'une activation directe d'une offre standard de mFRR.	La détermination du prix de règlement pour une offre standard de mFRR activée de manière directe est détaillée dans l'article 6 de la "Methodology for pricing balancing energy ". RTE récupère uniquement le résultat final du calcul réalisé par l'algorithme de la plateforme MARI permettant de construire le "prix de settlement". Ainsi la méthodologie de calcul n'a pas vocation à être inscrite dans le projet de règles.
Energy Pool	Mise en œuvre du processus européen de l'analyse de sécurité coordonnée (CSA)	Energy Pool prend note des deux exceptions pour lesquelles l'envoi d'un ordre peut être anticipé et n'y est pas défavorable.	RTE remercie Energy Pool pour ce retour positif sur cette évolution.	
Energy Pool	Passage à 96 guichets de programmation et d'offre	Le délai de prévenance de 2 jours pour une nouvelle configuration de guichets paraît court, nous serions favorable à le prolonger afin de promouvoir et développer la participation à ces nouveaux guichets.		Alors que les délais de prévenance avant le début de la phase transitoire d'augmentation des guichets et avant le passage définitif à 96 guichets permettent de maximiser la participation des acteurs en leur donnant la possibilité de se préparer à ces jalons importants, le délai de prévenance entre chaque configuration de guichets est moins contraignant pour la participation des acteurs. De fait, RTE devra éprouver chaque configuration un certain nombre de jours, qui pourraient être variable selon les configurations, avant d'envisager une autre configuration de guichets. Autrement dit, une certaine viabilité devra être assurée sur chaque configuration avant de passer à une autre configuration permettant une augmentation de guichets. RTE souhaite maximiser la participation des acteurs, mais il rappelle également que les acteurs n'ont pas

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

				<p>l'obligation d'utiliser chaque guichet d'une nouvelle configuration. Ainsi, il n'est pas jugé nécessaire d'augmenter le délai de prévenance avant une configuration car un acteur pourra parfaitement utiliser davantage de guichets permis par la nouvelle configuration plusieurs jours après le passage à cette configuration par RTE. Enfin, RTE considère que l'allongement de ce délai de prévenance, faute de connaître en avance le nombre de configurations qui sera nécessaire pour atteindre les 96 guichets, se trouve en contradiction avec l'objectif de minimiser la durée de la phase transitoire (durée entre la configuration 24 guichets et la configuration cible des 96 guichets). Par conséquent, RTE propose de rester sur un délai de 2 jours tout en ajoutant qu'il s'agirait de 2 jours ouvrés.</p>
ENGIE		<p>On ne parle plus du nouveau code de dialogue des ordres d'activation. Est-ce encore prévu ? Les développements SI sont clos pour 2024 et ce point ne figure pas. Son implémentation n'est pas négligeable. Pourrez-vous préciser ce point au prochain GT ?</p>		<p>RTE souhaite rappeler que le nouveau code de dialogue pour les ordres d'activations a été présenté lors de l'atelier technique du 13 octobre 2022, et partagé également lors de la session de travail du 10 novembre 2022.</p> <p>De plus, cette évolution a fait l'objet d'une notification le 10 février 2023 à l'ensemble des acteurs d'ajustement et receveurs d'ordre. Le document est intégré dans le corpus documentaire relatif à l'application SI de transmission des ordres d'ajustement TAO accessible sur le Portail Services. Cette évolution technique devrait être mise en oeuvre courant de l'année 2025 comme le précise la notification adressée par mail.</p> <p>L'évolution du code de dialogue n'a pas été intégrée dans le projet d'évolution des règles car il s'agit d'un sujet technique en lien avec les processus d'exploitation. Cette évolution est intégrée dans un document dédiée. Cependant, et parce que ce sujet est opérationnellement impactant, RTE a présenté l'évolution à deux reprises dans le cadre de la concertation et une notification formelle à été adressée à l'ensemble des acteurs.</p>

<p>ENGIE</p>	<p>2.M.7</p>	<p>ENGIE partage le fait que l'actuelle valorisation des écarts au PMP peut amener à des situations où il est économiquement plus intéressant pour l'acteur de ne pas réaliser l'ajustement attendu (ex : cas d'un sous-ajustement à la baisse, avec PMP supérieur au cout variable de l'asset, avec un effet d'autant plus marqué que le cout variable est faible, par exemple les assets RES).</p> <p>D'un point de vue incitation financière des BSP, il est effectivement pertinent de chercher à rapprocher le montant des écarts au cout variable de l'asset en se basant sur le prix de l'offre d'ajustement au MA (meilleure information disponible pour RTE).</p> <p>Le malus de 20% pose néanmoins question (cf. coefficient alpha). - Sur sa forme : pourquoi un malus en pourcentage plutôt qu'un malus en € ? En pourcentage, en fonction du cout variable de l'asset, l'incitation peut être colossale ou nulle. Ce n'est pas très juste. - Sur sa valeur : o Pour les BSP : les assets à cout variable élevé vont considérablement augmenter leur cout d'écart, même avec des écarts symétriques (120% -80% = 40% des couts variables). o Pour le CAE : les écarts valorisés au Prix Moyen Pondéré des ordres d'ajustement sont les plus pertinents pour équilibrer le compte. Le fait de basculer sur une valorisation au prix d'offre dégrade possiblement cet équilibre. Est-ce que les impacts ont été analysés ? Faut-il voir ce coefficient alpha comme un nouveau coefficient k ?</p> <p>Même si nous sommes d'accords sur le principe de l'évolution proposée, nous ne sommes pas en mesure, au vu des éléments, de valider fermement les formules proposées.</p> <p>Nous regrettons que ce sujet sensible n'ait pas été concertée avec les acteurs (sujet découvert au dernier GT, sans même diffusion préalable des slides, description très sommaires des formules dans le document d'accompagnement)</p>		<p>RTE remercie ENGIE pour ce retour constructif et prends note des demandes de précision et d'échange sur le sujet. RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertinence de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle. RTE n'inclura donc pas cette évolution dans ce projet de règles v1.</p>
<p>Voltalis</p>	<p>2.F.3.3.1.2 - Rattachement conjoint d'un Site de Soutirage à une EDE et à une EDA</p>	<p>Dans le cadre des règles actuelles, la participation d'un même site de soutirage rattaché à la fois à une Entité d'Ajustement (EDA) et à une Entité d'Effacement (EDE) n'est pas possible si l'Acteur d'Ajustement et l'Opérateur d'Effacement constituent des personnes morales différentes.</p> <p>Cette règle peut avoir de nombreuses implications quant à l'évolution du parc d'un acteur : Voltalis se tient à la disposition de RTE pour lui fournir des informations supplémentaires sur le nombre de sites de son parc qui ont été impactés par cette</p>	<p>Permettre le rattachement conjoint d'un Site de Soutirage à une EDE et à une EDA appartenant à des personnes morales différentes</p>	<p>Ce sujet ne fait pas partie des évolutions concertées. RTE prend toutefois note du retour de Voltalis qui viendra alimenter de futures réflexions.</p>

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

		<p>disposition.</p> <p>En outre, cela crée de l'entrave au développement de nouveaux usages, en restreignant les possibilités pour un acteur distinct d'utiliser son savoir-faire pour équiper de nouveaux appareils.</p> <p>Ainsi, le rattachement d'un même site à une EDE et à une EDA d'acteurs distincts devrait être possible dans le cas où ces derniers pilotent des appareils différents, sous peine de porter atteinte au principe de libre concurrence et de priver le réseau actuel d'une partie de sa flexibilité.</p>		
<p>Voltais</p>	<p>2.F.2.6 - Seuil de constitution des EDA Profilées</p>	<p>L'abaissement récent du seuil de constitution d'une EDA/EDE Profilée sur le seuil de profilage à 36 kVa, en se cumulant au seuil de 1 MW, entraîne un défoisonnement particulièrement préjudiciable à l'effacement dans les bâtiments qui repose sur l'agrégation du plus grand nombre de sites possible pour établir des prévisions fiables et précises.</p> <p>Cette fragmentation entraîne une limitation de la capacité d'effacement mise à disposition du système électrique, via la création d'effets de seuil pour l'accès au marché : avant de pouvoir réellement exploiter une EDA/EDE de manière fiable l'acteur doit en effet attendre d'obtenir une masse critique, conduisant à l'impossibilité d'opérer certains sites installés et donc disponibles. D'autant plus que la réduction de la taille de chaque EDA/EDE fragilise l'éligibilité à la méthode de contrôle du réalisé du "rectangle algébrique site à site" (RAS) qui requière un minimum de 3 000 sites d'après l'article 7.2.3.1 des règles NEBEF 3.5 alors même que c'est la seule méthode de contrôle du réalisé fiable pour l'effacement dans les bâtiments.</p>	<p>Voltais réitère sa position de redéfinir le seuil des EDA autour de 1 MW, qui est le seuil reconnu par les autorités françaises et la Commission européenne pour la seule distinction qui demeure, entre les deux filières d'effacement, l'une de l'effacement industriel et l'autre de l'effacement dans les bâtiments, notamment dans les appels d'offres d'effacement mis en place pour atteindre les objectifs de la PPE. L'adoption d'un unique seuil à 1 MW permettrait d'éviter la limitation des capacités d'effacement pour le système électrique, tout en assurant une cohérence de seuil entre les mécanismes nationaux, en harmonie avec les discussions européennes sur le développement de l'effacement.</p> <p>A défaut, et afin d'éviter l'abandon de certains sites pourtant équipés et disponibles, il est à prévoir la possibilité d'inclure des sites télélevés, dont la Puissance Souscrite est supérieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que cela était possible avant le 1er janvier 2023, à hauteur de 25% du volume de l'EDA par exemple.</p>	<p>RTE remercie Voltalis pour ce retour.</p> <p>Ce sujet ne fait pas partie des évolutions concertées. RTE réitère le position évoquée lors des retours à la consultation des règles MA-RE v10, lors de laquelle le seuil a été placé à 36kVA en lieu avec l'abaissement du seuil du profilage.</p>

A3.5 Retours relatifs au Chapitre 3 « Dispositif de Responsable d'équilibre »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	3.A	<p>Passage au pas de règlement des écarts ISP15 :</p> <p>Les propositions inscrites dans le projet de règles sont conformes à ce qui a été convenu dans la concertation pilotée par RTE et Enedis. L'ADEef se félicite de tout le travail accompli sur ce sujet complexe et particulièrement impactant pour l'ensemble des acteurs.</p>		RTE remercie l'ADEef pour ce retour positif

ADEef	3.M.6 3.N.3.3 3.Q.5	Insertion des flexibilités locales dans l'économie du Système Électrique : L'ADEef partage le principe que l'activation de flexibilités pour congestion réseau s'intègre bien dans l'économie du Système Électrique. Les dispositions insérées dans les règles de marché concourent à ce principe.		RTE remercie l'ADEef pour ce retour positif
Alpiq Energie France	3.L.1.3	Sur les décompte des énergies de réglage primaire et secondaire, est ce que dans ce paragraphe, les sites de stockage stationnaires sont considérés comme des Sites d'injection?	Peut on préciser le cas des sites de stockage stationnaire dans cet article ?	RTE précise que la notion de stockage n'est pas utilisée au titre des règles RE. Dans les règles RE, on ne distingue que 2 types de sites (injection ou soutirage). Les sites de stockage sont assimilés à un site d'injection ou un site de soutirage en fonction du type de contrat de raccordement associé.
Alpiq Energie France	3.L.5.1.3	"l'énergie correspondant aux volumes résultant des activations à la baisse de Flexibilités Distribuées Réseau RPD pour les Sites d'Injection du RE dans les cas où le cadre contractuel le prévoit ; – à partir de la date RE2, l'énergie correspondant aux volumes résultant des activations à la baisse des Flexibilités Réseau RPT pour les Sites d'Injection du RE dans les cas où le Contrat d'Accès au Réseau de Transport le prévoit et conformément à celui-ci ;" Alpiq souhaiterait avoir le détail par site des corrections apportées suite à l'activation des "Flexibilités".	Dans le cas ou des sites de production seraient utilisés pour des "flexibilités", le détail des volumes et demandes doit être connu par l'entité qui rachète la production de façon à répercuter ces éléments sur les factures par site. Une information à la maille RE n'est pas suffisante. Comment sont prévus ces informations par site au RE ? il en va de même pour les sites de soutirage, une information à la maille RE n'est pas suffisante pour les facturation des sites en temps que Fournisseur.	Concernant les flexibilités raccordées au RPT, RTE a prévu d'informer les RE concernés du volume d'énergie limitée par site pour les limitations requérant une correction de périmètre d'équilibre. Les modalités d'information seront concertées en AT. Dans un souci de clarté, RTE propose d'ajouter « les volumes résultant des activations de Flexibilité Réseau RPT » dans la liste des données dont le site autorise l'accès à son RE, mentionnées dans l'accord de rattachement d'un site à un RE (annexe 3.A5). Concernant les flexibilités raccordées au RPD, merci de vous rapprocher du GRD concerné pour connaître ses modalités de d'information. Enedis précise qu'il est également prévu de leur côté de mettre à disposition du RE les volumes de limitations de production faisant l'objet d'une correction RE. Les RE sont invités à contacter Enedis pour la mise en place de ce flux de données.
Alpiq Energie France	3.P.2.1	Mise à disposition hebdomadaire des Courbes de Charges des Sites raccordés au RPT : Peut on préciser que cela englobe ou pas les Sites de Stockage Stationnaire et dans quel cas il se place ?		Dans les règles RE, les sites de stockage sont inclus dans les sites d'injection. A ce titre, les Courbes de charge publiées sont : - Les Courbe de Charge de Consommation des Auxiliaires appartenant à un Site d'Injection titulaire d'un CART ou d'un Contrat de Service de Décompte conclu avec RTE, ou des Installations de Production titulaire d'un Contrat de Service de Décompte conclu avec RTE ; - Les Courbe de Charge d'Injection, des GDP ou Site d'Injection raccordé au RPT, ou des Sites

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

				d'Injection titulaire d'un Contrat de Service de Décompte conclu avec RTE.
EDF SA	3.P.2. Mise à disposition du RE des données relatives au calcul de l'Ecart	Avec la fusion des processus écarts et Recotemp et l'harmonisation des règles (Harmonie), la numérotation des courbes (COE, C02E, C03,...) utilisée par ailleurs dans les règles SI des applications de RTE, disparaît du texte. Or, afin de pouvoir remplir ces obligations de vérification des données en vu d'éventuelles constatations (art 3.R.2., le RE du chapitre 3), il est nécessaire de pouvoir identifier de manière précise les courbes référencées dans les règles et de vérifier la bonne application des celles-ci.	Afin de vérifier la bonne application des règles sur les publications effectives des données à travers les plateformes ad'hoc de RTE, EDF propose (i) soit de conserver la numérotation des courbes de charge dans les règles en cohérence avec les règles SI, soit (ii) de faire mention explicite des articles des règles de marché où sont décrites les courbes dans les règles SI, soit (iii) de créer une fiche transversale ad'hoc dans les disposition générale afin de corréler, à partir des données issues des GRD et des règles de correction appliquées par RTE, les publications de données RTE (API d'origine, flux, etc) aux courbes de charge décrites dans les règles	RTE indique que dans la version précédente des règles, la numérotation des courbes était présente dans certains cas et pas dans d'autres. Dans un souci d'homogénéisation, RTE a fait le choix de ne plus l'indiquer, d'autant que certains numéros sont déjà obsolètes (COE). Certaines courbes vont disparaître et d'autres vont être créées dans le cadre du processus unique écart donc autant ne plus préciser cette numérotation dans les règles. En revanche elles restent précisées dans les guides SI. RTE précise que la correspondance entre les anciens noms de courbes et les nouveaux noms est d'ores et déjà mise à disposition dans les GU SI et que les numérotations perdurent sur le Portail Client
EDF SA	3.P.2. Mise à disposition des données relatives à la reconflex, MA et Services Systèmes / 3.R.1.7 Données dynamiques nécessaires au calcul des Ecart et du Soutirage Physique des RE	Pour quels motifs RTE souhaite supprimer la mention de la granularité des publications aux articles 3.P.2.3, 3.P.2.4, et 3.P.2.6? Le "pas de règlement des écarts" comme maille de publication apparait comme une notion assez large pour s'adapter aux évolutions à venir.	Laisser la mention "à la maille "pas de règlement des écarts"	Le principe de bascule progressive sur 2024 induit que le pas de règlement des écarts ne peut pas être pris comme référence dans cette version de règle. Il n'est en effet pas possible de faire référence au terme « pas de règlement des écarts » (qui sera encore au pas 30 jusqu'au 31/12/2024) quand on fait référence à des pas de temps qui basculeront à 15 avant cette échéance. Raison pour laquelle cette notion est soit supprimée, soit remplacée dans certains cas par les termes "Pas de Contrôle" ou "Pas de Temps".
EDF SA	3.L Contrôle des énergies	Dans le cas de délestage, il faudrait que les modalités de correction du déséquilibre et de valorisation des écarts RE soient précisées dans les règles MA-RE.		En l'absence de consensus lors d'une précédente concertation sur ce sujet et la difficulté à proposer un système simple et efficace, il avait été décidé de ne pas introduire de modalités liées au délestage dans les règles. Ce sujet étant couvert par une délibération ad hoc (n°2018-159). Le sujet n'ayant pas fait l'objet de nouveaux échanges avec les acteurs lors de ce cycle de concertation, il ne sera pas intégré à ce jeu de règles.

EDF SA	3.Q.6.1. Charges du compte « Ajustements-Ecarts »	Adaptation en cohérence avec les changements portés sur l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2	"y compris les offres dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué ou supplanté par un autre ordre d'ajustement "	RTE accepte cette proposition d'adaptation, en cohérence avec les modifications apportées à l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2.
EDF SA	3.Q.6.2. Produit du compte « Ajustements-Ecarts »	Adaptation en cohérence avec les changements portés sur l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 3	"y compris les offres dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué ou supplanté par un autre ordre d'ajustement "	RTE accepte cette proposition d'adaptation, en cohérence avec les modifications apportées à l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2.
EDF SA	3.L Contrôle des énergies	Les modalités de déclaration par les GRD des volumes pour les consommations qui sont « sans fournisseur » (par exemple pour cause de discontinuité entre 2 contrats) ne sont pas décrites dans les règles. Serait-il possible de les expliciter à l'occasion cette révision des règles?		RTE précise que le fournisseur n'est pas un acteur de marché au sens des règles. De ce fait les modalités le concernant ne sont pas traitées dans les règles de marché mais dans une délibération ad hoc (n° 201-341)

A3.6 Retours relatifs au Chapitre 4 « Services système fréquence »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	4.F.2.4.2 4.L.3.1.	<p>Ajout au 4.F.2.4.2 : « Des données complémentaires (données de comptage...) pourront être demandées par RTE. » A noter, le 4.L.3.1 mentionnait déjà « données de comptage dont dispose RTE »</p> <p>Les GRD comprennent que RTE pourrait être amené à utiliser des données de comptage provenant des GRD pour un contrôle de cohérence des télémesures. Sur le fond, les GRD sont favorables au principe de s'appuyer sur les données de comptage des gestionnaires de réseau, acteurs neutres et indépendants. Dans une telle perspective, il sera nécessaire :</p> <ul style="list-style-type: none"> - D'expliciter cette transmission de données par le GRD dans les règles SSYf - De recueillir le consentement explicite du client pour cette transmission dans les accords site SSYf - De mettre en place le processus/SI nécessaire (impliquant une date pivot ultérieure). 	<p>Proposition de modification au 4.F.2.4.2 en fin de paragraphe : « Des données complémentaires (données de comptage...) pourront être demandées par RTE. <u>A partir d'une date ultérieure SYnn, RTE pourra demander au GRD de lui transmettre des données de comptage du site pour effectuer des contrôles de cohérences.</u> »</p> <p>Proposition de modification au 4.L.3.1 : « Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des données de comptage dont dispose RTE, des données échangées par les systèmes de téléajustement et de téléconduite (contrôle continu). <u>A partir d'une date ultérieure SYnn, RTE pourra demander au GRD de lui transmettre des données de comptage lorsque cela est nécessaire pour un contrôle de cohérence</u> »</p> <p>Proposition de modification au 4.F.2.4.1.1 : intégrer dans l'accord site les deux points suivants, similaires à ce qui existe sur MA(2.F.3.2.3.1) :</p> <p><u>L'accord de l'Utilisateur formalise : - son accord pour la transmission entre le Responsable de Réserve, le GRD et RTE des différentes informations</u></p>	<p>RTE est en accord avec ADEef pour mettre en place le processus nécessaire et une date pivot en cohérence. Néanmoins, le cadre actuel des règles SSYf ne permet pas de tels ajouts. En effet, aucun accord n'est prévu entre le site, dénommé "Utilisateur" dans la proposition de l'ADEef, et le responsable de réserve (hormis pour les sites de soutirage). Sans un tel accord, RTE ne peut pas accepter la demande. Le sujet sera ajouté à la prochaine concertation pour construire le cadre nécessaire.</p>

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

			<p><u>nécessaires à la bonne exécution des Services Système, y compris des informations commercialement sensibles</u></p> <p><u>à</u></p> <p><u>- son consentement à la transmission des courbes de charge par le Gestionnaire de Réseau concerné à RTE et au Responsable de Réserve</u></p>	
ADEef	4.F.2.4.2	<p>Clarification de la terminologie « télé mesure » : RTE souhaite préciser le terme utilisé dans les règles SSyf pour qualifier la récupération de données à une maille inférieure au site. L'ADEef partage la nécessité de cette clarification : il s'agira désormais de parler exclusivement de « sous-télé mesure ». Cette clarification permet de mieux appréhender la modélisation des sites en décompte. Des travaux complémentaires seront nécessaires (dans la perspective du prochain jeu de règles) pour clarifier la modélisation des sites hybrides raccordés au RPD (production et/ou stockage et/ou consommation).</p>		
ADEef	4.F.3.1.3.2	<p>Déclaration des liaisons EDA-EDP et EDR-EDP : La modélisation dans les règles des EDR multifilières a soulevé de nombreuses questions de mise en œuvre, dont celle des liaisons EDA-EDP et EDR-EDP. L'ADEef souhaite souligner que de telles évolutions complexes nécessitent des instructions préalables approfondies pour identifier les impacts opérationnels et SI, à prendre en compte dans l'analyse coûts-bénéfices avant de décider de leur intégration dans les règles.</p> <p>Les GRD sont favorables à la proposition de RTE d'intégrer les EDP dans le processus de déclaration des périmètres par l'Acteur d'Ajustement/ le Responsable de Réserve vers le GR de raccordement de chaque site. Des travaux complémentaires seront nécessaires pour préciser le cadrage (réviser les guides d'implémentation SI, définir les éventuels contrôles croisés entre mécanismes (EDP/EDA/EDR) et confirmer la date de mise en œuvre).</p> <p>Les GRD notent que RTE prévoit que les périmètres SSyf seront désormais mis à jour pour le premier jour de chaque mois, de façon identique au MA.</p> <p>Comme évoqué dans la consultation de juillet sur les règles de marché harmonisées, les GRD proposent de travailler, pour une prochaine évolution des règles, à la mise en place d'une « Fiche technique transverse » traitant de la gestion des périmètres, commune aux règles MA, SSyf et NEBEF (sur le même modèle que celles proposées pour le versement fournisseur et pour le contrôle de réalisé). Disposer ainsi d'une vision d'ensemble permettrait de faciliter l'appropriation par tous et la mise en œuvre de la gestion des périmètres.</p>		<p>RTE va continuer à travailler avec les GRD sur 2024 pour la mise en place opérationnelle et SI de l'évolution de la déclaration des EDP.</p> <p>RTE prend note de ce besoin de pédagogie, et réfléchit à une fiche pédagogique transverse sur la gestion de périmètres et des sites.</p>

ADEef	4.F.3.1.3.2	« l'identifiant de l'EDP auquel le site est rattaché, à partir de la date SY14. » Les GRD comprennent qu'il s'agira, d'un seul champ, représentant selon le type de site (I ou S) « EDP » ou « EDP soutirage », et qu'il n'y aura aucune ambiguïté d'identifiants.		RTE confirme cette compréhension.
ADEef	4.F.3.3	« (...) le GRD Notifie à RTE la description de l'ensemble des Sites raccordés à son réseau et appartenant à une Entité de Réserve en tenant compte des demandes d'évolutions qui lui ont été transmises par les Responsables de Réserve au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M et des retraits réalisés à l'initiative du Gestionnaire de Réseau au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M.» -> Les retraits éventuels peuvent être détectés par le GRD entre J-10 et J-5, lors du traitement de la demande de l'acteur en J-10 : supprimer la fin de la phrase	« (...) le GRD Notifie à RTE la description de l'ensemble des Sites raccordés à son réseau et appartenant à une Entité de Réserve en tenant compte des demandes d'évolutions qui lui ont été transmises par les Responsables de Réserve au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M et des retraits réalisés à l'initiative du Gestionnaire de Réseau au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M. »	RTE remercie l'ADEef pour ce retour et a pris en compte en compte cette modification dans le projet de règles v1.
ADEef	4.M.5.2.2.2.3.L.5.1.3	A noter, la date SY8 n'est pas précisée dans la prise en compte de l'énergie de réglage dans le calcul de l'écart coté règles RE (3.L.5.1.3.)		RTE précise que la date SY8 n'était pas non plus dans la partie dédiée aux Responsables d'Équilibre dans les règles MA-RE en vigueur.
ADEef	4.S.7	« Participation expérimentale des sites soumis à limitation préventive aux services Système » : Ne pas retreindre le titre aux seules limitations préventives	« Participation expérimentale des sites soumis à limitation préventive aux services Système »	RTE ne partage pas cette observation : les règles en vigueur traitent le cas des limitations curatives. En effet, l'article 4.M.3.1.2 précise qu'en cas d'aléa, le responsable de réserves n'est pas redevable d'une indemnité ; le bilan de réserves est insensibilisé à l'écart en résultant. La disposition étant énoncée en des termes génériques s'applique ainsi aux cas des utilisateurs soumis à une offre de raccordement avec limitations curatives à sa charge. Aussi, les dispositions expérimentales se limitent aux seuls cas des limitations préventives
ADEef	4.S.7	Certification SSYf des sites bénéficiant d'une Offre de Raccordement Alternative : Les GRD sont favorables à cette évolution qui favorisera l'insertion de nouvelles capacités sur le réseau. Les propositions vont dans le sens de responsabilisation des acteurs, en les autorisant à se certifier tout en garantissant le respect des conditions de raccordement et d'exploitation. La mise en œuvre pratique pour les sites raccordés au RPD nécessitera de préciser les modalités opérationnelles d'échange d'information entre GRD et RTE.		RTE partage l'observation de l'ADEef et lancera des travaux pour définir les modalités opérationnelles d'échanges d'informations entre le GRD et le GRT ».
ADEef	Annexe 4	Ajout d'une colonne « poste source » dans l'annexe 4 : Les GRD s'interrogent sur cet ajout : les GRD comprennent que l'annexe 4 est initiée par RTE puis soumise à signature du RR à partir des données dont RTE dispose, incluant les données de	Supprimer la colonne « poste source » dans l'annexe 4 Au 4.F.3.3, ajouter (avec date pivot ultérieure) le	RTE confirme que la donnée "poste source" de l'annexe 4 n'est pas une donnée transmise par le GRD. Il s'agit ici d'une donnée échangée entre le RR et RTE qui permet de définir la localisation du site.

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

		<p>périmètre transmises par les GRD (4.F).</p> <p>Or le poste source ne fait pas partie de ces données. Les GRD comprennent que le besoin de RTE est de savoir à quelle maille géographique les flux sur le réseau vont évoluer.</p> <p>Ce besoin n'avait pas été évoqué pendant la concertation, et ne figure donc pas dans les trajectoires de développement des GRD.</p> <p>Dès lors, l'ADEEF propose d'instruire la faisabilité et le délai pour intégrer un fichier « Facteur d'Impact par Poste source » sur le même principe que celui existant sur MA et NEBEF, plutôt que d'ajouter une colonne site par site.</p> <p>Cette évolution pourra faire l'objet d'une date pivot.</p>	<p>principe d'un Fichier d'Impact par poste source (cf MA 2.F.3.3.3.2.3.)</p>	<p>RTE propose plutôt d'indiquer que ce champ n'est à renseigner que pour le RPT et par le RR.</p>
Alpiq Energie France	4.F.2.4.2	<p>Peut on définir "sous télémesure" et "Télémesure" ?</p>		<p>La « télémesures » est une téléinformation. Les téléinformations à installer lors du raccordement RPT ou de la mise en observabilité d'un Site sont définies dans le cahier des charges téléconduite. RTE n'intégrera pas les définitions de « télémesures » et « sous-télémesure » et invite à se référer aux exigences de raccordement (cahier des charges téléconduite pour le HTB)</p>
Alpiq Energie France	4.F.2.4.2	<p>D'après ce qui a été dit en concertation, le Site mentionné ici se réfère plutôt au Site de tête dans le cas où il y aurait des Sites en décompte. Ces Sites en décompte ont un dispositif de comptage, au même titre que le site de tête. Que veut dire RTE par "Lorsque la Télémesure transmise à RTE ne couvre pas le périmètre du site" ?</p>	<p>Dans le jeu de règle en vigueur, la "sous-télémesure" concerne l'envoi de la réalisation du signal avec le régage pour un sous processus d'un site non équipé de compteur. Pour un sous processus d'un Site en Décompte, combien de Télémesure et téléinformation doit-on donner ? La plupart du temps il est possible que la donnée de comptage du Site de tête, qui servirait à l'envoi de la TM du Site de Tête, ne soit pas contractuellement liée avec le RR qui réalise le service à partir d'un site en décompte. Avant d'introduire ce point dans les règles, pourrait-on continuer l'instruction en concertation ?</p>	<p>La télémesure du site de tête est une exigence du raccordement dans le cas d'un raccordement HTB. L'acteur doit se référer aux exigences de mise en observabilité, où il saura s'il doit transmettre les télémesures du site de tête. Le cas échéant, il est de sa responsabilité d'établir un contrat pour avoir accès aux téléinformations du site de tête. RTE refuse la demande.</p>
Alpiq Energie France	4.F.2.4.2	<p>"Le dispositif de télémesure doit être conforme aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR", qu'en est-il de cette sous télémesure ?</p>		<p>RTE confirme que la sous-télémesure, étant une télémesure, doit être conforme aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR de RTE.</p>
Alpiq Energie France	4.H.4.2.2.1	<p>Alpiq est favorable à cette évolution</p>	<p>Alpiq souhaiterait une date de fin sur la possibilité de soumettre des offres symétriques, afin de lever cette cause qui é été présentée comme principale, dans l'atteinte des niveaux de prix atteints lors des AO aFRR de Novembre 2021.</p>	<p>RTE va instruire le sujet dans le cadre du prochain jeu de règles SSY.</p>

<p>Alpiq Energie France</p>	<p>4.M.4.2</p>	<p>Alpiq aimerait comprendre comment une EDR défaillante peut encore se programmer et avoir un PM. Un biais pourrait être introduit sur les AO FCR ou aFRR par la soumission d'offres qui sont défaillantes.</p>	<p>Alpiq souhaite que soit étudié la possibilité d'interdire la programmation en SSY d'EDP non conforme ou défaillante aux règles SSYf, quelque soit leur type.</p>	<p>Les Responsables de Réserve doivent offrir leurs capacités constructives sur les appels d'offre. L'accès aux appels d'offre ne peut alors pas leur être interdit. Il est de la responsabilité du responsable de réserve de programmer avec des EDR non défaillantes, si ce n'est pas le cas alors il paiera un abattement.</p> <p>Le pourcentage de défaillance d'une EDR dépend de plusieurs paramètres et est fonction du temps passé en écart, il représente un taux moyen mais ne correspond pas à la défaillance réelle constatée sur chaque pas demi horaire donc il n'est pas possible d'anticiper si l'EDR sera défaillante pour le jour d'après.</p> <p>De plus, si la contribution de l'EDR est inférieure à 20% alors sa programmation est annulée.</p> <p>Enfin, si au delà de 3 ans l'EDR n'est pas remise en conformité RTE applique un pourcentage de défaillance de 300% ce qui semble être assez dissuasif. Si à l'avenir RTE constate que ces EDR défaillantes continuent de programmer alors d'autres sanctions pourront être envisagées.</p>
<p>Alpiq Energie France</p>	<p>4.M.5.1</p>	<p>Alpiq souhaite que pour les Sites de stockage stationnaire, la courbe d'Injection du site et la courbe de soutirage du site soient corrigées des énergies de SSYf. La correction seule du périmètre RE n'est pas suffisante pour la bonne facturation des contrats de fourniture et de rachat. Les informations doivent être à la maille site. Un site de Stockage stationnaire a un CARD/T soutirage ou consommateur ou un CU, à ce titre c'est un site de soutirage. A minima les mêmes modalités doivent s'appliquer sur les courbes de charges de ces sites qui consomment de l'énergie.</p>		<p>RTE informe qu'un site de stockage raccordé directement au réseau de transport signe un CART de type producteur. RTE fera prochainement évoluer le CART producteur pour y intégrer explicitement les sites de stockage.</p> <p>Un site de stockage stationnaire n'est pas considéré comme un site de soutirage dans les règles SSYf. Ses énergies de réglages sont actuellement traitées de la même manière qu'un site d'injection.</p> <p>RTE note tout de même le point pour l'instruire dans un cadre transverse lors de la prochaine consultation.</p>
<p>Alpiq Energie France</p>	<p>4.P</p>	<p>Alpiq souhaiterait avoir le détail par offres déposées par volume et prix, et non uniquement les volumes agrégés. Ce point n'apparaît pas dans la liste des indicateurs publiés, or il a été présenté en GT une API qui fournit ces informations.</p>	<p>La non Transparence des données, des offres et des capacités disponibles peuvent contribuer fortement au mauvais fonctionnement des AO. Ainsi, Alpiq souhaite la publication de l'ensemble des offres déposées anonymisées : volume et prix proposés, divisibilité ou non de l'offre, liens d'exclusivité s'il y en a. Alpiq considère que cela permettra aux acteurs de faire des analyses correctes et pertinentes, et permettra de positionner les offres sur chacun des AO FCR, aFRR et RR/RC et Spot sans devoir mettre dans chacun des AO des primes de risques importantes qui conduiront</p>	<p>RTE a intégré le détail des offres individuelles d'énergie d'aFRR et le prix marginal au pas 4 secondes dans la liste des indicateurs mais ne publiera pas le détail des offres de capacités non retenues à l'Appel d'Offre (cf consultation des règles SSY v7.1).</p>

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

			potentiellement à faire monter les prix de résultats de enchères. Au regard des timings des enchères, les offres seront faites la veille ou en J-2, les risques associés doivent pouvoir être maîtrisés.	
Alpiq Energie France	4.S.7	"L'acteur redéclare son programme d'appel services système à 0 pour l'EDP concernée jusqu'à la fin de la limitation ;" Alpiq s'interroge sur l'intérêt qu'aurait le RP du site à intégrer et à redéclarer un programme car la limitation peut s'arrêter dans le DN. RTE se priverait alors de SSY à la fin de la contrainte ayant généré la limitation. Par ailleurs, un seul sens de réserve pourrait être tracé à 0, soit la hausse, soit la baisse mais pas les 2, en fonction de la limitation, en injection ou en soutirage. Sur un risque de limitation en injection, la réserve peut être réalisée de façon asymétrique à la baisse.	Sauf à avoir un engagement de la part du gestionnaire de réseau sur la durée de la contrainte (transmise par un automate ou un appel ?) alors le RP n'a pas d'intérêt à redéclarer son PA. Seul le gestionnaire de réseau a une vision sur la contrainte et non le RP. Alpiq souhaiterait savoir ce que font les EDP qui sont, dans le fonctionnement actuel, limitées pour contrainte réseaux, et si elles redéclarent leur programme.	La durée de la limitation n'est pas connue quand celle-ci débute. Si l'acteur choisit de ne pas se redéclarer, à la fin de la limitation il devra immédiatement suivre son programme au risque d'être en défaillance. RTE préconise donc la redéclaration du Programme d'Appel. Concernant l'interdiction de participer aux SSyf pendant la limitation, la disposition transitoire modifie significativement les conditions d'exploitation pour RTE. Cela pose notamment des questions quant à la traçabilité (l'asset fournit-il encore ? Si oui combien ? Ou l'acteur a-t-il omis de redéclarer ?). Cette traçabilité est jugée essentielle pour que RTE assure la sûreté système. Il n'a par ailleurs pour l'heure pas été démontré que contrôle de performance sera en mesure de vérifier que l'acteur tient ses engagements, ce qui accroît l'incertitude sur la traçabilité. Pour ces raisons, et dans le cadre expérimental qui est proposé ici, RTE maintient l'interdiction de participer aux SSyf pendant une limitation.
Alpiq Energie France	4.S.7.5	Retour d'expérience et étude d'extension de la participation : Alpiq souhaiterait un REX en GT SSY sous 3 mois après la mise en service et la certification d'un tel site, ainsi qu'un suivi du nombre de site concernés au cours des années.		RTE prend note de la demande de l'acteur. Néanmoins, proposer dans les règles une durée pour la réalisation du REX ne paraît pas pertinent. En effet : - la première limitation pour le site, objet du REX, peut survenir après cette durée, d'autant plus que les limitations peuvent être saisonnières ; - il est intéressant d'observer le comportement du site sur une période temporelle étendue pour identifier plusieurs situations types ;
Alpiq Energie France	Annexe 4	Que faut-il remplir pour les nouveaux champs : TM du site, TM EDR, Etat des TM ?		Pour "TM du site" et "TM EDR", il s'agit des libellés génériques qui s'appliqueront à toutes les TM resp. du site ou de l'EDR (P.PROD, SOC.EDR, TM PC, TM F.PROD...) ; ce libellé générique est défini entre le RR et RTE au travers de la fiche navette au moment de la configuration de l'EDR dans la téléconduite.

				"Etat des TM": permet de connaître le statut d'avancement de la configuration des TM dans le circuit téléconduite, les valeurs renseignées sont définies en lien avec le commercial, les valeurs possibles sont [demande de création envoyée / fiche navette envoyée / essais programmés / demande non initiée / TM créée].
Alpiq Energie France	20231006_RM_Chap4_SSY_v1_Projet_Trame_type_aFRR_AGREGAT_consultation	Le 20231006_RM_Chap4_SSY_v1_Projet_Trame_type_aFRR_AGREGAT_consultation étant en consultation, Alpiq considère alors qu'elle va faire partie des règles.	Alpiq propose que cette trame soit annexée aux règles et qu'elle soit renommée Annexe 14	RTE refuse la proposition. La certification des moyens de stockages et des agrégats pour la réserve secondaire n'a pas obtenu un retour d'expérience suffisant. RTE intégrera cette trame quand le processus aura été validé par un nombre suffisant de certifications. La trame a été intégrée à cette consultation dans le but de regrouper les actions de relecture de chaque acteur. En comparaison, le stockage est sorti du cadre transitoire pour la réserve primaire en 2022. Il y avait alors 200 MW certifiés en janvier 2022 contre moins de 50 MW certifiés aujourd'hui pour le réglage secondaire.
CNR	4.H.5.3.2	Dans ce paragraphe, un renvoi est indiqué vers le paragraphe 4.H.5.3.4 et inversement. Ne manquerait-il pas une information relative à la transmission des chroniques par RTE lors d'une indisponibilité du SI ?		Cela est précisé en fin de paragraphe; "Dans le cas contraire, RTE répartit le besoin de Réserve au prorata des valeurs de Capacités Constructives Certifiées des Entités de Réserve concernées Aptes à fournir le Type de Réserve symétrique concerné, indépendamment de la production qu'ils prévoient d'injecter et sans prise en compte des inaptitudes temporaires." En mode fallback FCR avec un mode AO la veille (prescriptions nulles): - s'il y a une indisponibilité SI lors du calcul des prescriptions indicatives alors RTE calcule les prescriptions au prorata des capacités constructives - s'il y a une indisponibilité SI lors du calcul des prescriptions définitives alors RTE renvoie les prescriptions indicatives du jour, indépendamment de savoir comment elles ont été calculées (avec ou sans indisponibilité du SI)
CNR	4.H.5.3.2 4.H.5.3.4	En cas d'inaptitude hydraulique (crue) et en cas de défaillance du SI, il avait été validé en GT RTE que les écarts dus au calcul de l'obligation basé sur les obligations des jours précédents seraient neutralisés en back Office (niveau facturation). Nous ne retrouvons pas cette précision dans ce chapitre.	Précision à apporter	RTE a ajouté cette précision au paragraphe 4.H.5.2.1
EDF SA	4.2.4	Est-ce que RTE peut clarifier l'intérêt d'utiliser la notion de GDP en plus de celle de Site ? Un GDP est forcément rattaché à un Site ou à		RTE remercie EDF pour ce retour. La notion de groupe de production est différente de la notion de

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

		<p>une EDP, pourquoi ne pas utiliser ces notions plutôt ? Exemple au 4.F.2.4.1.1 « Un GDP ou Site ne peut appartenir qu'à une seule Entité de Réserve. » Quelle est la valeur ajoutée sachant qu'un GDP est forcément rattaché via un Site à une EDR ? Cette formulation paraît redondante.</p>		<p>site. En effet, un site d'injection peut contenir plusieurs groupes de production. Si le site contient 4 groupes de productions. Ces 4 groupes de production peuvent appartenir à 4 EDA différentes. Cela permet donc de prendre en compte ce cas.</p>
EDF SA	4.F.2.4.2	<p>Le 4ème paragraphe de cet article permet à RTE de demander au Responsable de Réserve la transmission de l'ensemble des télémesures individuelles de chaque GDP ou Site, après avoir fait le choix de transmettre une télémesure agrégée à la maille de l'EDR. Cette possibilité est à encadrer. EDF propose de préciser que la transmission de ces télémesures individuelles ne seraient dans ce cas que ponctuelles, sans exigence d'envoi en temps réel. Par ailleurs, EDF propose quelques changements rédactionnels visant à clarifier les dispositions s'appliquant aux sous-télémesures.</p>	<p>Le Responsable de Réserve doit transmettre à RTE en temps réel les télémesures de chaque GDP ou Site composant son Entité de Réserve ou une télémesure agrégée à la maille de l'Entité de Réserve. En cas de fourniture en temps réel d'une télémesure agrégée, le Responsable de Réserve doit être en capacité de fournir à la demande de RTE les télémesures individuelles de chaque GDP ou Site de l'EDR à la suite d'une demande ponctuelle de RTE. La transmission de ces télémesures individuelles à RTE n'a pas à être réalisée en temps réel. La télémesure doit Les télémesures individuelles doivent couvrir l'intégralité des départs de de chaque Site, lorsque c'est possible et pertinent.</p> <p>Lorsque la télémesure transmise à RTE les télémesures individuelles ne couvrent pas le périmètre intégral de d'un Site, une sous-télémesure doit être mise en place pour ne couvrir que le ou les processus à partir desquels les Services Système sont fournis. Cette sous-télémesure sera utilisée à des fins de vérification de la mesure de la fourniture du service au niveau Point de Livraison et comme remontée de données nominales des données de télémesures. Dans ce cas, RTE souhaitera avoir une confirmation du bon fonctionnement du réglage sur le réseau lors de la procédure de certification, avec une justification de non contre-réglage au sein du Site. Le Responsable de Réserve doit alors fournir à RTE une description des processus de tout le Site, une description de l'asservissement mis en œuvre au niveau de chaque processus à partir desquels les Services Système sont fournis, et une justification de l'absence de contre-réglage (régulation d'effet contraire annulant la fourniture de Services Système au niveau du Site) et de corrélation avec les autres processus des Sites non télémesurés. Des données complémentaires (données de comptage...) pourront être demandées par RTE.</p>	<p>RTE souhaite conserver la possibilité d'avoir les TM individuelles en temps réel pour assurer le contrôle. Dans le cas des entités raccordées au RPD au-delà d'un seuil autours du MW et celles raccordées au RPT, RTE surveille les flux avec cette observabilité. Par exemple, RTE a besoin de contrôler que la puissance programmée d'un agrégat de batteries est en cohérence avec son nombre de site en service (panne de matériel, limitation réseau, ...). RTE refuse donc de supprimer l'exigence d'envoi en temps-réel. Toutefois, cette demande de RTE est ponctuelle et est plutôt rare dans la plupart des cas. RTE accepte d'ajouter l'adjectif "ponctuelle" pour qualifier la demande afin de préciser l'usage.</p> <p>RTE accepte une partie des modifications proposées aux dispositions s'appliquant à la sous-télémesure.</p>
EDF SA	4.F.3.1.3.3	<p>La rédaction de l'article ne reprend pas les précisions apportées par RTE pendant la concertation. Il serait utile de préciser les différentes modalités résumées dans le tableau au SY3.2.1 du</p>	<p>Conserver le 1er paragraphe tel quel mais indiquer les contraintes sur les jours de prise en compte. Ensuite ajouter par exemple la précision : "Lorsque la</p>	<p>RTE va réaliser une fiche pédagogique multi-mécanismes reprenant les éléments de la gestion de périmètre, et y intégrera ces précisions.</p>

		rapport d'accompagnement pour qu'il soit aisé de les retrouver. Le plus simple serait certainement d'ajouter ce tableau dans le corps des règles, en distinguant le cas de la création d'une EDR et celui d'une évolution du périmètre d'une EDR existante.	demande de modification du Périmètre de Réserve correspond à l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve, elle doit être transmise à RTE 5 Jours Ouvrés avant la fin du mois M pour pouvoir être prise en compte le premier Jour du Mois M+1.	
EDF SA	4.H.3.2.	Le projet de code réseau européen "Demand Response" prévoit dans son article 29 que les GRT proposent au plus tard 12 mois après l'entrée en vigueur du code, une feuille de route sur le passage à 0,1 MW de la granularité des produits standard d'équilibrage. En vue d'encourager la participation des flexibilités diffuses à la FCR, EDF propose que RTE porte l'abaissement de la granularité des offres de capacités de Réserve Primaire à 0,1 MW et de la durée du produit de 4h à 1h auprès de la FCR Cooperation. Par ailleurs, EDF souhaite que RTE permette la programmation des réserves à une granularité de 0,1 MW.		RTE fera évoluer les règles SSyf une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre les GRT de la FCR Cooperation. La réduction de la durée du produit de 4h à 1h pourra être de nouveau concertée au niveau européen lors de l'amendement de l'article 33 du code EBGL.
EDF SA	4.H.4.2.1.	Le projet de code réseau européen "Demand Response" prévoit dans son article 29 que les TSO proposent au plus tard 12 mois après l'entrée en vigueur du code, une feuille de route sur le passage à 0,1 MW des bids relatifs aux offres standard de balancing, de façon à faciliter la contribution des capacités de réglage diffuses à ces services. En vue d'encourager la participation des flexibilités diffuses à l'aFRR, EDF propose que RTE inscrive dans les règles la perspective de l'abaissement de la résolution du produit de Capacité de Réserve Secondaire à 0,1 MW, à partir d'une date pivot à définir.	Ajouter le paragraphe suivant à la fin du § 4.H.4.2.1.: "A partir de la date SYXX, les Offres de Capacité de Réserve Secondaire sont remises au pas de 0,1 MW." Modifier le § 4.H.4.4.1 en ajoutant après "Les offres partiellement retenues le sont par incréments de 1 MW." la phrase "A partir de la date SYXX, les offres partiellement retenues le sont par incréments de 0,1 MW."	RTE fera évoluer les règles SSyf une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre RTE et la CRE.
EDF SA	4.H.5	EDF ne comprend pas très bien pourquoi les sites d'injection non synchrones ne sont pas concernés par la prescription. Les raisons n'ayant pas été développées en GT ou dans le rapport d'accompagnement. Pourtant, certains parcs sont tenus de programmer leur puissance active.		De nombreux acteurs EnR se sont opposés aux prescriptions et étant donné le manque de recul sur la certification de ces actifs, RTE a été décidé de ne pas les inclure dans le calcul des obligations de réserves (cf GT SSyf du 22/09/2022). En revanche, l'obligation de déposer aux appels d'offres s'appliquent aux sites d'injection non synchrones.
EDF SA	4.H.5.2.1	Forme : La 1ère phrase est incomplète.	Remplacer par : « Le Responsable de Réserve peut tenir compte des inaptitudes temporaires liées à l'exploitation des EDP qui constituent ses Entités de Réserves et peut traiter... »	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.H.6.1	Forme : Il serait utile de préciser que la solution facilitant l'échange d'information est décrite dans les Règles SSY SI.	RTE met à disposition des Responsables de Réserve une solution facilitant l'échange d'informations entre eux, décrite dans les Règles SI . L'échange d'information porte les potentiels volumes et prix d'achat et de vente de Services Système entre Responsables de Réserve.	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.H.4.6.3	La retour à une contractualisation par obligations doit résulter, selon la réglementation européenne, de l'octroi par le régulateur national d'une dérogation prise en application du Règlement	Suppression de l'article	RTE considère que pour la sécurité de l'exploitation il faut maintenir cet article. Lors de la courte ouverture de l'appel d'offres en 2021, le

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

		<p>Electricité. Ainsi, un article seul des Règles SSY fréquence ne devrait pas permettre de suspendre la contractualisation par appel d'offres.</p> <p>Par ailleurs, la reprise de l'AO s'effectuera plus d'un an après la mise en service initiale du SI. Les incidents SI ponctuels seront donc déjà couverts par les situations de repli décrites au chapitre 4.H.4.6, de manière analogue à ceux impactant la contractualisation de la Réserve Primaire.</p> <p>Ainsi, EDF propose de supprimer cet article qui est caduc.</p>		fonctionnement des modes dégradés (l'activation de guichets de secours et appel à un jour similaire) n'a pas été éprouvé.
EDF SA	4.L.3.2.3.2	Numérotation : le numéro de cet article ne devrait-il pas être 4.L.3.2.3.1.3 ?		RTE valide que le numéro de l'article devrait être 4.L.3.2.3.1.3 et a modifié le texte en ce sens
EDF SA	4.L.3.2.3.1 et 4.L.3.2.3.2	EDF souhaiterait qu'une précision soit ajoutée afin de clarifier que les écarts élémentaires positifs détectés sur des pas de temps où l'EDR n'a pas reçu un niveau N valide ne sont pas pris en compte, lorsque ce niveau invalide est imputable à RTE.	Ajouter un avant-dernier paragraphe dans les articles Critères de contrôle : "L'écart élémentaire sur un transitoire sera considéré invalide s'il est imputable à un niveau d'activation N invalide, imputable à RTE".	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.M.1.1	<p>La valeur de base du Prix Forfaitaire de Capacité ne reflète plus les fondamentaux ni les conditions actuelles des marchés de l'énergie. Cette valeur est issue d'une estimation des coûts de sourcing datant du début des années 2000, alors que les contraintes techniques et le paysage réglementaire s'appliquant aux acteurs obligés ont sensiblement évolué depuis. EDF propose une revalorisation du PFC, sur la base des coûts de programmation observés. EDF se tient à la disposition de RTE pour échanger sur le sujet.</p> <p>EDF remarque par ailleurs que le coefficient Kt est complètement décorrélé des fondamentaux des marchés de l'énergie et ne semble donc pas être l'indexation la plus appropriée.</p> <p>EDF regrette par ailleurs que RTE n'ait proposé aucune concertation sur ce sujet depuis l'annonce du retour à la prescription.</p>		RTE prend note des remarques d'EDF mais rappelle qu'il a été convenu avec la CRE de concentrer les efforts sur les conditions de reprise de l'appel d'offres pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire plutôt que sur la révision du PFC.
EDF SA	4.M.3.1.3 et 4.M.4.2.2	EDF suggère de remettre les formules en entier pour le cas d'une contractualisation par obligation. En effet, la rédaction proposée pour le dernier paragraphe est ambiguë avec « par deux fois le Prix Forfaitaire Capacité ». On pourrait croire qu'il faut remplacer par 2 x PFC. En profiter pour faire référence à l'article qui décrit la situation de repli 4.H.3.6		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.M.3.1.4	La formule d'indemnité dans le cas d'une contractualisation par obligations n'est pas que valable avant la date SY2. Même si EDF souhaite supprimer cet article, cette formule sera également applicable en cas de recours au 4.H.4.6.3, après la date SY2.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.M.3.2.1	Forme : Conformément aux disposition Harmonie, mettre en valeur la formule du volume V en l'encadrant.		RTE a harmonisé la mise en forme
EDF SA	4.M.3.2.1	Pourquoi ne pas proposer un nom différent pour ces deux indemnités ? Il y aura bien 2 lignes distinctes dans les bilans de facturation.	Il y aura bien 2 lignes distinctes (une pour la baisse et une pour la hausse) mais concernant la même	

			indemnité. La distinction hausse/baisse étant présente dans la rédaction, RTE la conserve ainsi.	
EDF SA	4.M.3.3	EDF suggère d'ajouter au motif réseau les cas de défaillances d'envoi du niveau N, imputable à RTE.	Ajouter une phrase après le paragraphe : « aucune Indemnité, au titre du réglage de la fréquence, n'est appliquée lorsqu'elle est liée directement à l'absence de l'envoi d'un niveau d'activation N à un Site appartenant à cette Entité de Réserve, imputable à RTE. »	RTE est en phase avec la suggestion de l'acteur et va proposer un ajout pour couvrir le cas d'un problème de transmission du Niveau.
EDF SA	4.M.4.1	Ajouter les contrôles F7 et F8 dans la liste des critères non statistiques au 4ème paragraphe.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.S.1	La date de validité des Certificats d'Aptitude, telle que proposée au 1er juillet 2024, est extrêmement proche et ne permettra pas d'établir le retour d'expérience attendu par RTE. EDF propose de considérer une durée de validité de 12 mois à partir de la date d'attribution des Certificats d'Aptitude, plutôt que la date fixe du 1er juillet 2024.	Remplacer le 3ème alinea du § 4.S.1.2 par "Les Certificats d'Aptitude attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée à 12 mois à partir de la date d'attribution du Certificat d'Aptitude au 1er juillet 2024 . A l'issue de cette période, les Entités de Réserve non conformes ou dont le fonctionnement a été jugé non satisfaisant par RTE ne verront pas leur Certificat d'Aptitude reconduit."	RTE propose de repousser la date de validité des certificats d'aptitude au 1er janvier 2026.
EDF SA	4.S.2.2	La date de validité des Certificats d'Aptitude, telle que proposée au 1er juillet 2024, est extrêmement proche et ne permettra pas d'établir le retour d'expérience attendu par RTE. Elle devrait être mise à jour. EDF propose de considérer une durée de validité de 12 mois à partir de la date d'attribution des Certificats d'Aptitude, plutôt qu'une date fixe.	"Les Certificats d'Aptitude attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée au 1er juillet 2024 à un an à compter de leur attribution."	RTE propose de repousser la date de validité des certificats d'aptitude au 1er janvier 2026.
EDF SA	4.S.4	Forme : Oubli de supprimer le paragraphe avec la date G qui a été remplacé par le paragraphe avec la date SY1.		RTE est d'accord pour supprimer la mention à la date G
EDF SA	4.S.4	Les capacités de réglage V2G/V1G sont susceptibles d'être installées sur des Sites variés: Sites de Soutirage raccordés au RPD ou RPT. Les règles qui s'appliquent à la constitution des EDP Soutirage (qui ne peuvent comporter que des Sites raccordés au RPD ou que des Sites raccordés au RPT) sont de nature à freiner la contribution du V2G/V1G aux services système fréquence s'il n'est pas possible de constituer des EDR agréant plusieurs EDP Soutirage par exemple. EDF propose d'étendre aux EDR Diffuses l'expérimentation relative aux agrégations mixtes au sein des EDR.	- Supprimer la phrase "Les EDP ne sont pas composées exclusivement de Sites dont la capacité maximum de réglage en Réserve Primaire ou Réserve Secondaire, à la Hausse et à la baisse, est inférieure à 250 kW;" - Supprimer la phrase "Une Entité de Réserve avec ce type d'agrégation ne peut pas bénéficier des dispositions relatives à l'expérimentation sur l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve Diffuse décrites dans l'Article 4.S.6."	RTE n'a pas un REX suffisant sur les EDR mixtes pour y intégrer les sites diffus. RTE note toutefois le point pour les prochaines règles S5yf.
EDF SA	4.S.6	Concernant la nouvelle disposition transitoire sur la recertification des EDR diffuses, EDF souhaiterait que la condition imposant ou non le besoin de recertification puisse également reposer sur un critère d'évolution de la capacité certifiée. EDF propose donc un nouveau critère complémentaire à l'existant (10% du nombre de site). Les seuils en puissance proposés sont ceux proposés actuellement pour le texte du futur Règlement "Demand Response".	"Le Responsable de Réserve peut ajouter ou retirer des Sites de son Entité de Réserve, sans qu'un nouvel examen de l'Aptitude puisse être exigé par RTE : - si le nombre total des Sites ajoutés et/ou retirés est inférieur à 10% du nombre de Sites initial en cumulé, - ou si l'évolution de la Capacité Marché est inférieure ou égale à 10% de la Capacité Marché initiale et est inférieure ou égale à 3 MW. RTE examinera alors au cas par cas les éventuels besoins de recertification, conformément à l'article 4.G."	RTE a proposé un cadre de recertification pour les EDR diffuses : elles peuvent valoriser jusqu'au maximum entre + 5 MW ou + 2 fois leur capacité certifiée en ne réalisant qu'une demande de recertification. L'EDR peut alors valoriser les MW dont elle dispose au jour le jour dès la validation du dossier étape 1 (détails sur l'installation et simulations). L'EDR finalise sa certification quand elle est en capacité de programmer les MW à certifier

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

			En conséquence, supprimer l'avant-dernier paragraphe de l'article 4.S.6.	pendant un test 8h. RTE considère que ce cadre répond au besoin tout en assurant un contrôle nécessaire en cas de défaillance.
EDF SA	4.S.7.3	Forme : reprendre les termes définis en majuscule		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.A12.3 Dynamique temporelle	La modification ajoutant l'exigence que la durée d'activation complète ne doit pas être volontairement retardée n'a pas été concertée. EDF estime qu'il s'agit d'une sur-exigence par rapport à l'article 154.7(a) de SOGL, dont l'esprit est de ne pas retarder le début du réglage par rapport à l'occurrence d'une déviation de fréquence. La dynamique exigée pour le produit est une réponse au moins linéaire en moins de 30s. EDF estime qu'il est légitime de pouvoir allonger la durée d'activation complète, dans le respect des exigences de dynamique SOGL, afin de préserver les équipements, par exemple en limitant le cyclage des batteries. EDF estime qu'un exploitant a le droit de conserver une maîtrise de la dynamique des variations de ses équipements. Si RTE souhaite disposer d'un réglage plus rapide que la FCR, il est libre de contractualiser un nouveau produit de réserve, comme le font déjà d'autres GRTs.	"Pour toute variation de fréquence $\Delta f = f - f_n$ comprise entre 0 et +/- 200 mHz à partir de 50 Hz, l'activation de la réponse de l'Entité de Réserve (délai d'activation (t1) et durée d'activation complète (t2)) ne doit pas être volontairement retardée : le délai d'activation (t1) est à préciser dans la fiche 1"	RTE refuse la proposition, car la modification relève d'une uniformisation de la trame FCR avec le cahier des charges des capacités constructives, déjà concerté. La phrase « l'activation de la réponse de l'unité (délai d'activation t1 et durée d'activation complète t2) ne doit pas être volontairement retardée » existe donc déjà dans la trame des capacités constructives actuelle. Cela n'implique pas un nouveau réglage de fréquence, c'est-à-dire que ce n'est pas du réglage de fréquence rapide comme il est demandé en GB.
EDF SA	4.A12.5.1	Forme : dans le tableau RTE définit les variables avec des termes incohérents par rapport à ceux définis pour la formule juste au-dessus pour Eutile et E. EDF suggère de conserver le terme énergie plutôt que capacité, afin d'éviter toute confusion avec des capacités de réserve, à la fois dans le tableau et dans le texte situé en-dessous.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.A12.5.1	EDF propose de laisser une certaine souplesse dans la définition des indicateurs de tenue du délai de 15min. L'Annexe pourrait laisser la possibilité à RTE de réaliser un REX suite à l'utilisation de ces nouveaux indicateurs, et de pouvoir les adapter si nécessaire sans attendre une prochaine évolution des règles.	Ajouter à la fin du paragraphe 4.A12.5.1 la phrase "L'adaptation des indicateurs TtenueFCR_inf(t) et TtenueFCR_sup(t) sera évaluée par RTE. En cas d'inadaptation, une mise à jour de la formule des indicateurs pourra être proposée en concertation par RTE."	RTE est d'accord pour apporter les modifications proposées.
EDF SA	4.A12.5.2	Est-ce que RTE peut clarifier la signification de la phrase ajoutée "La gestion active du stock doit être construite à partir de critères électrotechniques seulement." ?		RTE propose la formulation suivante : "La gestion active du stock doit être construite à partir de critères électrotechniques internes à l'EDR seulement, tels que la puissance, la fréquence, le SoC, ... Par exemple, les critères marchés ne sont pas acceptés."
EDF SA	4.A12.5.2	En Etat Normal, le processus de gestion active du stock doit modifier la puissance de consigne autant que nécessaire pour maintenir la capacité de l'EDR à fournir RP pendant au moins 15 minutes. Il n'y a pas lieu de modifier la puissance de consigne si l'état de charge ne le nécessite pas. Proposition de reformulation pour clarifier ce point.	Remplacer la phrase "Le processus de gestion active du stock devra modifier la puissance de consigne Pc de façon à maintenir $T_{tenueFCR_inf}(t)$ et $T_{tenueFCR_sup}(t)$ supérieurs à 15 minutes en Etat Normal." par la phrase "En Etat Normal, le processus de gestion active du stock devra modifier la puissance de consigne Pc, si l'état de charge	RTE ne trouve pas pertinent d'ajouter cette précision. L'obligation porte sur le respect de tenue des indicateurs au-dessus de 15min et non sur la modification de la puissance de consigne.



			le nécessaire , de façon à maintenir $T_{tenueFCR_inf}(t)$ et $T_{tenueFCR_sup}(t)$ supérieurs ou égaux à 15 minutes."	
EDF SA	4.A12.5.3.1	Quel est le rapport entre le mode réserve et l'activation complète de l'aFRR ?		RTE a décliné les propriétés supplémentaires de la FCR délibérées par la CRE le 21 janvier 2021 en intégrant les nouveaux indicateurs
EDF SA	4.A12.8	Forme : Oubli de majuscules pour plusieurs termes définis.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.A13.2.4 (Projet de trame aFRR)	Mettre en cohérence la définition d'EDR Diffuse avec celle utilisée dans le chapitre 0 (Dispositions Générales) et conserver uniquement le terme "Sites".	Modifier la définition d'Entité de Réserve Diffuse comme suit: "Entité de Réserve constituée exclusivement de Sites dont les capacités maximum de réglage en Réserve Primaire et/ou en Réserve Secondaire, à la Hausse et à la Baisse, sont inférieures ou égales à 250 kW."	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	Transverse	Forme : EDF regrette que RTE propose de supprimer des schémas ou des exemples des jeux de règles qui permettent d'illustrer les formules de valorisations (4.M.3.1.2 et 4.M.4.2.1 notamment). Cela semble contraire aux objectifs d'harmonie qui était de rendre les règles plus lisibles et autoportantes. Plutôt que de supprimer ces illustrations au nom de l'harmonisation, il serait plus pertinent de les généraliser comme évoqué à l'occasion du GT Harmonie du 09/11/2022.	Conserver les schémas et les exemples des articles 4.M.3.1.2 et 4.M.4.2.1.	Compte-tenu de la volumétrie des règles de marché et par cohérence entre les différents chapitres, RTE a privilégié la lisibilité des formules en détaillant chaque composante plutôt que l'ajout d'exemples et schémas qui pourront faire l'objet de notes pédagogiques ou guides complémentaires.
Energy Pool	SY3. Processus d'évolution des entités de réserves (EDR)	Nous souhaitons interpeller RTE sur les difficultés opérationnelles pour les acteurs des contraintes liées à la constitution des périmètres et notamment sur la nécessité qu'une EDP injection incluse dans une EDR soit strictement égale à l'EDA. Cette contrainte empêche les acteurs de pouvoir constituer deux EDR distinctes avec des sites qu'ils souhaiteraient regrouper dans une même EDA.	Nous avons compris que la contrainte relevée provenait du SI de RTE et souhaiterions que RTE puisse modifier celui-ci en ce sens.	RTE a planifié deux simplifications à venir afin de réduire les contraintes sur les périmètres : - Une EDA injection RPD pourra être constituée de plusieurs EDP à partir de la date MA7. - Une EDR mixte pourra être composée de plusieurs EDP RPD par type (injection, soutirage, stockage) à partir de la date SY1 .
Energy Pool	SY4. Contractualisation de la réserve secondaire par l'appel d'offres journalier national	Nous sommes favorables à la proposition d'un rapport normatif de 1 entre le prix hausse et le prix baisse		RTE accepte d'intégrer ce rapport normatif dans les règles.
Energy Pool	SY8. Evolution des modalités de certification des EDR diffuses	Nous sommes favorables aux éléments présentés concernant les modalités de certification des EDR diffuses	Nous souhaiterions que les modalités proposées puissent s'appliquer aux autres types d'EDR	RTE a communiqué en GT que cette évolution était restreinte aux EDR diffuses car l'évolution de leur composition est particulière par rapport aux EDR non diffuses. RTE note néanmoins le point pour l'étudier après un REX.
ENGIE	4.F	Le chapitre 4.F est un peu indigeste et devrait être simplifié. Ne peut-on pas mettre en annexe ou Fiche transverse les paragraphes sur l'identification des sites par exemple ? (ex : § 4.F.3.1.1).	Bonne identification des sites et GDP en annexe.	RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertinence de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code

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

				Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle.
ENGIE	4.F	<p>Le tableau de synthèse §SY3.2.1 du doc d'accompagnement est trop compliqué.</p> <p><i>Ex : en fonction de sa composition, une EDR est créée (initialisée ? ce terme d'existe pas dans les règles) soit n'importe quand en M, soit n'importe quel jour mais en M+1, soit le 1er jour de M+1.</i></p> <p>Pourquoi ne pas imposer comme délai, pour création <u>et</u> évolution : 1er jour de M+1, avec délai de 5 JO pour RTE et 10 JO pour GRD ?</p> <p>Si pour certaines raisons, vous souhaitez maintenir ces règles, alors mettez ce tableau quelque part dans les règles, cela évitera que l'on se pose la question à chaque fois.</p>	<p>Création EDR ou évolution de périmètre :</p> <ul style="list-style-type: none"> - prend effet au 1er jour de M+1 - si demandé avec délai de 5 JO pour RTE et 10 JO pour GRD 	<p>RTE remercie ENGIE pour sa proposition de simplification. Cette évolution ne sera pas inclus dans ce projet de règles v1. Néanmoins, cela pourra faire l'objet d'un sujet pour le futur cycle de concertation.</p>
ENGIE	SY4	<p>Concernant le rapport normatif normatif hausse/baisse sur les prix des offres symétriques, il est important que dans tous les cas, un rapport fixe entre les prix hausse et baisse est nécessairement non représentatif de la réalité économique et représente donc un signal biaisé pour les participants et investisseurs. En effet, la réalité économique est que le rapport hausse/baisse du coût de fourniture du service dépend du prix et varie donc pour chaque heure. Cependant, Engie ne s'oppose pas à cette proposition dans la mesure où la CRE a confirmé que les impacts de cette décision sur les prix/coûts de contractualisation ne peuvent plus être un motif suffisant à une suspension future de l'AO aFRR.</p>		
ENGIE	4.K.2.1	<p><i>Création de la liste des Offres en Energie de Réserve Secondaire Activables par RTE</i> : le cas d'une programmation au pas 5' de la RS dans le PM n'est pas clairement expliqué ici : il y a potentiellement plusieurs listes successives (3) par période de validité.</p>		RTE a pris en compte le retour d'ENGIE.
ENGIE	4.K.2.5	<p><i>En cas de défaillance avérée d'une EDR, RTE peut être amené à exclure des offres en énergie de RS</i> :</p> <p>Dans les règles, une défaillance EDR donne lieu à plusieurs types de traitements (correction du PM, abattement, filtrage d'offres) et l'on voit mal comment tout cela s'articule.</p>		<p>Il y a deux échéances de temps:</p> <ul style="list-style-type: none"> - En temps réel: si l'EDR est défaillante et que sa contribution est inférieure à 20% alors RTE peut mettre le programme de marche de l'EDR à 0 (article 4.L.1.1) et de fait exclure l'offre de l'interclassement (article 2.K.5) - A posteriori: si l'EDR est défaillante et que sa contribution est ponctuellement inférieure à 20%, RTE peut mettre le programme à 0 (article 4.L.1.2) et ainsi annuler la rémunération en énergie, ou bien si la défaillance est pérenne RTE peut déclarer une fiche écart et appliquer une contribution défaillante (article 4.L.3.7.2) pouvant mener à un abattement (4.M.4.2).

ENGIE	4.L.1.2	<p>Correction des Programmes par RTE :</p> <p><i>Si RTE analyse a posteriori qu'une EDR n'a pas contribué ou que très partiellement (inférieure à 20%) aux réglages programmés ... , RTE peut ... corriger les programmes de Réserve</i></p> <p>-> Normalement ce cas est traité par les abattement sur défaillance calculés a posteriori, sans que RTE n'ait à modifier le programme. Comment les deux process s'articulent ? A quoi sert ce paragraphe ?</p>		<p>La pénalisation de l'EDR sous forme d'abattement est faite dans le cas où la défaillance est pérenne. Ces paragraphes permettent de traiter les cas où la contribution est ponctuelle ou détectée en temps réel. La pénalisation se fait alors avec l'annulation de la rémunération en énergie et le processus d'indemnités. (Cf réponse sur la partie 4.K.2.5)</p>
ENGIE	4.L.2.3	<p><i>Bilan retraité : somme des derniers PA ... et pour lesquelles une offre d'ajustement <u>standard</u> ou spécifique pour motif reconstitution des Services Système a été activée.</i></p> <p>On ne comprend pas la référence aux offres standards (TERRE ?).</p>	<p>"Somme des derniers Programmes d'Appel symétriques ou du Sens de Réserve concerné pour toutes les EDP ou EDP soutirage constituant les Entités de Réserve du Périmètre du Responsable de Réserve et pour lesquelles une offre d'ajustement standard ou spécifique pour motif reconstitution des Services Système a été activée, établis conformément à l'Article 4.I."</p>	<p>RTE a supprimé la mention aux ajustements standards qui n'existe pas pour la reconstitution des services système. RTE rappelle néanmoins que le bilan de réserve est basé sur le programme de marche et ce dernier prend en compte les activations standards. Ainsi, en cas d'erreur de saisie ou de dégradation volontaire des services système lors du renvoi de programme de marche standard par le receveur d'ordre, le responsable de réserve versera une indemnité à RTE si le bilan de réserve résultant est négatif.</p>
ENGIE	4.L.2.3	<p><i>Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités</i> : le libellé n'est pas très clair. Ne peut-on pas être plus explicite ? Si il est exclusivement destiné à calculer les indemnités S suite à une dégradation des SSY sur appel MA, ne peut-on pas plutôt l'appeler <i>Bilan Dégradation SSY sur activation MA</i> ?</p>	<p>"Bilan Dégradation SSy sur activatio MA " plutôt que "Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités"</p>	<p>RTE propose de conserver la notion d'indemnité pour être cohérent avec les libellés utilisés dans le futur outil Back-Office ("Bilan pour indemnité PM"). RTE modifie alors le titre en "Bilan de Réserve pour l'indemnité de dégradation des SSYf sur activation MA"</p> <p>RTE simplifie aussi la partie 4.L.2.3 en supprimant les mentions "basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités" quand cela n'est pas nécessaire.</p>
ENGIE	4.L.3.2.3	<p>Les articles relatifs au contrôle du réalisé sont encore totalement orientés aFRR symétrique. A terme (dans un prochain jeu de règle), il serait pertinent de se poser la question de traiter les parties hausses et baisses indépendamment. En effet, dans une EDR, il peut s'agir de 2 PDL différents avec des dynamiques propres, répondant l'un à la hausse et l'autre à la baisse. Dans ce cas, s'il l'un fait défaut les 2 directions sont pénalisées avec des conséquences potentiellement lourdes.</p>		<p>RTE a prévu un affichage dissymétrisé dans la refonte de l'outil des calculs back-office SSYf, mis en service à partir du go-live ISP15.</p> <p>RTE précise aussi que les défaillances sont établies à la maille EDR et ne sont pas proportionnelles à l'écart réel. Le pourcentage de défaillance d'une EDR dépend de plusieurs paramètres et est fonction du temps passé en écart. Il représente un taux moyen mais ne correspond pas à la défaillance réelle constatée sur chaque pas demi horaire.</p>
ENGIE	4.L.3.7.3	<p>Bilan de réserve avec Défaillances : est-ce normal de se baser sur le Bilan au PM ? (on déduit la contribution défaillante au Bilan PM). Ce bilan au PM peut être négatif pour une raison qui échappe à l'acteur (dégradation SSY par RTE), sans lien avec une défaillance de réglage, et ce bilan va pourtant être pris en compte dans le</p>	<p>N'aurait-il pas fallu introduire la notion de BR "retraité pour défaillance" neutralisant la dégradation SSY demandée par RTE ?</p>	<p>L'utilisation du PM et non d'un PM retraité est bien justifiée. Cela n'inclut pas une double peine pour l'acteur car l'abattement est ensuite calculé sur le volume abattu et non le Bilan de Réserve avec Défaillance. Le volume abattu est calculé pour ne considérer que la part du réglage en défaillance</p>

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

		calcul du volume abattu. N'est-ce pas une double peine pour l'acteur dégradé en SSyf ?		due à l'acteur et non à RTE. RTE ajoute un exemple dans le rapport d'accompagnement.
ENGIE	4.L.3.7.3	En terme de bilans calculés, le bilan PM n'apporte pas grand-chose. Ne peut-on pas plutôt calculer les 3 bilans suivants avec les libellés proposés qui sont auto-porteur. - Bilan de réserve programmée (sous-entendu au PA) -> Indemnités - Bilan "retraité pour Dégradation SSyf sur activation MA "-> indemnité S - Bilan "retraité pour Défaillance de réglage" -> Abattement		RTE renvoie à son autre réponse concernant la partie 4.L.3.7.3. Le bilan de réserve basé sur le PM brut est bien utile. RTE conserve alors les 3 bilans mentionnés dans les règles.
ENGIE	4.L.3.3.5	Impact sur la Programmation de Réserve d'une Défaillance de Réglage : <i>Suite à une Notification de Défaillance ..., si le Responsable de Réserve choisit de programmer les EDP ou EDP soutirage de cette Entité de Réserve, alors il déclare la contribution au Réglage Primaire et Secondaire ... sans tenir compte de la part de réglage indisponible, pendant toute la période comprise entre la Notification, et la Mise en Conformité du réglage concerné.</i> Comme déjà remonté en GT, nous ne comprenons pas cette consigne. Nous faisons toujours en sorte que notre programmation soit réalisable. Mais peut-être ne comprenons-nous pas la tournure de la phrase.		RTE incite bien les responsables de réserves à ne pas programmer leurs EDP si celles-ci sont défaillantes. Ce paragraphe précise les conditions à respecter si toutefois un RR décidait de programmer une EDP défaillante. Il ne doit alors pas la programmer avec des valeurs inférieures à la programmation souhaitée si l'entité n'était pas défaillante. C'est-à-dire qu'il ne peut pas "compenser" la défaillance en réglant moins. La défaillance sera toujours présente car la part de réglage indisponible est un pourcentage appliqué sur la programmation. Par exemple, si RTE notifie une défaillance de 50% sur une entité et que le RR décide de continuer à la programmer, il ne doit pas réduire sa programmation de 50%.
ENGIE	4.M	Ne faudrait-il pas préciser que le PFC est en €/MWSym/HH ou QH par soucis de clarté mais que les règles ont été ajustées pour l'asymétrie. (dans le passé, le fait que ce soit symétrique était évident)		RTE refuse la proposition pour les deux raisons suivantes : - Le MW symétrique n'est pas une unité du système international - le PFC est utilisé uniquement pour la contractualisation par obligation qui est par définition symétrique. La précision n'est donc pas nécessaire.
ENGIE	4.M.4.2.2	Dans le cas d'une situation de repli menant à la contractualisation de la Réserve Primaire par obligations, la formule précédente s'applique en remplaçant le Prix marginal FCR par deux fois le Prix Forfaitaire Capacité par Pas Demi-Horaire jusqu'à la date SY23 puis au Pas Quart d'Heure à partir de la date SY23 (unité : €/MW).	Dans le cas d'une situation de repli menant à la contractualisation de la Réserve Primaire par obligations, la formule précédente s'applique en remplaçant le "Prix marginal FCR/n" par PFC.	RTE a réintégré la formule en cas de contractualisation par obligations pour plus de clarté.
ENGIE	4.M.1.3	Rémunération en cas de contractualisation par appel d'offres: (voir image au-dessus du tableau en colonne I) le prix de l'offre étant exprimé en €/MWh sous Racoon, ne serait-ce pas plus simple d'enlever N du dénominateur	(voir image au-dessus du tableau en colonne J)	La formule de rémunération s'applique aussi bien pour l'AO aFRR que l'AO FCR. Or, le prix marginal de rémunération de la réserve primaire est en EUR/MW/4h donc il n'est donc pas possible de supprimer le paramètre N du dénominateur.

ENGIE	4.M.2.1.1	Erreur ! Source du renvoi introuvable		Le renvoi est au Chapitre 1. RTE a supprimé la numérotation obsolète.
ENGIE	4.S.4	La date G est passée. Peut-être peut-on la supprimer.		RTE est d'accord pour supprimer la mention à la date G
ENGIE	4.S.6	EDR diffuse : Le Responsable de Réserve peut ajouter ou retirer des Sites de son Entité de Réserve, sans qu'un nouvel examen de l'Aptitude puisse être exigé par RTE, si le nombre total des Sites ajoutés <u>et/ou</u> retirés est inférieur à 10% du nombre de Sites initial en cumulé. RTE examinera alors au cas par cas les éventuels besoins de recertification -> le "et/ou" n'est pas précis (on prend le plus avantageux entre "et" et "ou" ?)		RTE convient que la formulation n'est pas assez précise. L'option "et" est conservée.
ENGIE	4.S.6	Après validation des données déclaratives, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais. Ce procès-verbal peut être retiré par RTE en cas de Défaillances de Réglage. Le Responsable de Réserve a ensuite un délai de 2 Mois à partir du moment où il programme, en sa qualité de Responsable de Programmation, un volume supérieur à sa certification initiale pour réaliser les essais. Si le Responsable de Réserve programme, en sa qualité de Responsable de programmation, un volume permettant de réaliser les essais, il a alors 2 Semaines pour les réaliser et 2 Semaines pour fournir les données à RTE. Après validation des essais, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude de l'EDR au Responsable de Réserve.	Après validation des données déclaratives, RTE délivre, dans un délai maximum de 2 semaines , le procès-verbal d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais. A réception de ce PV, l'EDR peut participer au marché et programmer au-delà de sa capacité initialement certifiée, dans la limite du volume de la certification sous réserve. Ce procès-verbal peut être retiré par RTE en cas de Défaillances de Réglage. A partir du moment où le Responsable de Réserve programme un volume supérieur à sa certification initiale, il aura 2 Mois maximum pour réaliser l'ensemble de ses essais. De plus, à partir du moment où le volume programmé lui permet de réaliser l'essai 8 heures , le délai est réduit à 2 Semaines. Après validation des essais, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude de l'EDR au Responsable de Réserve sous 1 semaine maximum, à hauteur des MW validés pendant les essais (majorée si l'EDR est thermosensible).	RTE propose la formulation suivante : "Après validation des données déclaratives, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais. Ce procès-verbal peut être retiré par RTE en cas de Défaillances de Réglage. A réception de ce PV, l'EDR peut participer au marché et programmer au-delà de sa capacité initialement certifiée, dans la limite du volume de la certification sous réserve. Le Responsable de Réserve a ensuite un délai de 2 Mois pour réaliser les essais , à partir du moment où il programme, en sa qualité de Responsable de Programmation, un volume supérieur à sa certification initiale pour réaliser les essais . De plus , si le Responsable de Réserve programme, en sa qualité de Responsable de programmation, un volume permettant de réaliser les essais, il a alors 2 Semaines pour les réaliser et. Il a ensuite 2 Semaines il a alors le délai est réduit à 2 Semaines pour les réaliser et. Il a ensuite 2 Semaines pour fournir les données à RTE. Après validation des essais, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude de l'EDR au Responsable de Réserve à hauteur des MW validés pendant les essais. " RTE ne s'engage pas sur des délais de traitement car les dossiers de certifications des EDR diffusés ne sont pas prioritaires par rapport aux autres dossiers en cas de forte demande. RTE n'ajoute pas les notions de test 8h ni le caractère thermosensible car elles sont déjà intégrées dans le processus avec les trames de certification.
ENGIE	4.S.7.3	ORO : L'acteur redéclare son programme d'appel services système à 0 pour l'EDP concernée jusqu'à la fin de la limitation ;		Concernant l'interdiction de participer aux S5yf pendant la limitation, la disposition transitoire

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

		RTE a en tête que la programmation hausse et baisse soit remise à 0, quel que soit le sens de la contrainte. Ils partent du principe que si on est limité dans un sens, on arrivera difficilement à gérer le stock. Un peu dommage non, surtout que ça ne les regarde pas. On aurait procédé inversement (PA à 0 dans le sens de la contrainte, et REX pour voir si gestion du stock impacté)		<p>modifie significativement les conditions d'exploitation pour RTE. Cela pose notamment des questions quant à la traçabilité (l'asset fournit-il encore ? Si oui combien ? Ou l'acteur a-t-il omis de rédéclarer ?). Cette traçabilité est jugée essentielle pour que RTE assure la sûreté système.</p> <p>Il n'a par ailleurs pour l'heure pas été démontré que contrôle de performance sera en mesure de vérifier que l'acteur tient ses engagements, ce qui accroît l'incertitude sur la traçabilité.</p> <p>Pour ces raisons, et dans le cadre expérimental qui est proposé ici, RTE maintient l'interdiction de participer aux SSyf pendant une limitation.</p>
ENGIE	4.A4	Les nouvelles informations de l'annexe 4 figurent en annexe mais ne sont pas expliquées. Ex : Poste source : que faut-il mettre ? Est-ce bien au RR de remplir cette info ? En l'état, il ne nous paraît pas simple de renseigner cette annexe enrichie.		<p>Pour "TM du site" et "TM EDR", il s'agit des libellés génériques qui s'appliqueront à toutes les TM resp. du site ou de l'EDR (P.PROD, SOC.EDR, TM PC, TM F.PROD..); ce libellé générique est défini entre le RR et RTE au travers de la fiche navette au moment de la configuration de l'EDR dans la téléconduite. "Etat des TM": permet de connaître le statut d'avancement de la configuration des TM dans le circuit téléconduite, les valeurs renseignées sont définies en lien avec le commercial, les valeurs possibles sont demande de création envoyée / fiche navette envoyée / essais programmés / demande non initiée / TM créée. Code EIC GR: Code EIC du GRD de raccordement, Code SITE (DECOMPTEs ou PRM): intitulé explicite, Type: injection/soutirage/stockage, Filière: intitulé explicite, Puissance installée (MW): intitulé explicite, Adresse: intitulé explicite, Code POSTAL: intitulé explicite, Poste source: à n'utiliser que si l'EDR est raccordée au RPT</p>
ENGIE	4.A12.5.1	Ces indicateurs doivent être supérieurs à 15mn "en chaque instant" en état normal (Alternative : Ces indicateurs doivent être supérieurs à 15mn à l'entrée en état d'Alerte)		RTE a pris en compte la remarque d'ENGIE
ENGIE	4.A12.5.1	"Les niveaux de stock sont exprimés en % d'une capacité qui sera précisée" -> pas clair. Il faut décider, la convention choisie dans le projet de règles (0% = vide) n'est pas la même que dans le rapport d'accompagnement (0% = SoCMinFullPower).		RTE choisit de conserver la conventions du nouveau schéma de niveau de stocks. RTE met alors en cohérence le jeu de règles et le rapport d'accompagnement. Toutefois, RTE laisse aussi la liberté à chaque acteur de choisir eux-mêmes leurs conventions. Ils devront alors adapter les formules.

ENGIE	4.A12.5.1	Légende de la formule : "E : énergie en MWh" -> n'apporte aucune information. Préciser et rendre cohérent par rapport à la convention choisie pour le % de SoC (cf. rmq ci-dessus)		L'énergie de la formule a été fixée sur l'énergie totale de la batterie. Les acteurs ont néanmoins la possibilité de l'adapter à leurs conventions. Par exemple, si l'acteur décide d'établir ses pourcentages de stock en fonction de l'énergie "admise" par la batterie, l'énergie renverra à l'énergie entre SoCmax et SoCmin, et SoCmin/maxfullpower seront différents de 0% et 100%) Si l'acteur décide d'établir ses pourcentages de stock en fonction de l'énergie utile de la batterie, l'énergie renverra à l'énergie utile et SoCmin/maxfullpower seront égaux à 0% et 100%. Toutefois, une cohérence sera apportée entre le jeu de règles et le rapport d'accompagnement.
ENGIE	4.A13	"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" -> La bonne dynamique est validée pendant les tests de certification. Cette dynamique comprend notamment la transmission (et le potentiel délai occasionné) via le SI de l'acteur. Si la certification est accordée, c'est que cette dynamique est conforme à ce qu'attend RTE. Cela devrait suffire. Nous ne voyons pas l'intérêt (ni la justification) de rajouter cette phrase qui n'a 1) pas été concertée et 2) qui est très subjective dans son interprétation (comment juger ce qui est "au plus proche").	"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 propose la formulation suivante : "Le niveau N doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau N de RTE. Le cas échéant , 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"
SMART GRID ENERGY	4.M.5.1 et 3.P.2.6	Pour les Sites de Stockage Stationnaires, il est mentionné que le RE est neutralisé conformément au chapitre 3. Bien que le 3.P.2.6 traite de la mise à disposition des données relatives aux volumes d'énergie de réglages SSyf pour les Sites de Stockage constitutifs d'une EDR, il n'est pas fait mention de ces mêmes volumes au 3.L.5.1.3 dans la correction du déséquilibre pour le RE		Dans l'article 3.L.5.1.3, on retrouve les notions d'«énergie économisée par les GDP » ou d'« énergie produite par les GDP ». Les sites de stockage stationnaires étant considérés comme des sites d'injection au titre des règles RE, le périmètre du RE est donc bien corrigé. En complément, RTE va corriger une coquille et supprimer la notion de "stockage" (compris dans les sites d'injection au titre des règles RE) qui ne doit pas figurer au chapitre 3.P.2.6.
SMART GRID ENERGY	4.F.2.4.1.1	La formulation de la phrase ajoutée en fin de paragraphe semble ambiguë	En lieu et place de : Chaque Site entrant dans la composition d'une Entité de Réserve ne peut avoir qu'un seul et unique Responsable d'Equilibre. Proposition Tous les Sites entrant dans la composition d'une Entité de Réserve doivent avoir le même Responsable d'Equilibre.	RTE remercie SMART GRID ENERGY pour ce retour. Cette formulation fait référence au cas des sites RPD qui peuvent avoir un RE soutirage différent du RE injection. Il est donc nécessaire pour ces sites que le RE soit identique pour ces deux composantes.

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

SMART GRID ENERGY	4.H.4.4.2.1	Dans la version mark-up le rapport normatif semble etre égal à -1 (il est bien égal à 1 dans la version sans mark-up, mais cela porte à confusion)		
SMART GRID ENERGY	4.5.4	Il est fait référence à la date G qui a été notifiée par le passé	Supprimer la mention "A partir de la date G"	RTE est d'accord pour supprimer la mention à la date G