Le réseau de transport d'électricité

Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles MA-RE

- Février 2021 -

1. Exposé des motifs 4
2. Modalités complémentaires pour l'étape 2 du stockage 7
2.1. Introduction et rappels 7
2.1.1. Contexte 7
2.1.2. Rappels - Grands principes de l'étape 2 et jalons 7
2.1.3. Rappels - Modélisation du stockage au titre du mécanisme d'ajustement, de la programmation et du dispositif de responsable d'équilibre 7
2.1.4. Rappels - Programmation et formulation d'offres explicites pour le stockage 8
2.2. Précision des définitions et utilisation de la notion de « site de stockage » dans les règles 8
2.3. Modalités de non-dégradation des services systèmes fréquence (SSYf) pour les sites de stockage 9
2.4. Modalités complémentaires relatives à la programmation et au dépôt des offres dans le cas du stockage 9
2.4.1. Précisions concernant la proposition de modélisation du stockage pour l'étape 2 9
2.4.2. Modélisation de l'EDP 9
2.4.3. Modélisation de l'EDA 10
2.5. Proposition concernant la gestion du stock en lien avec la gestion des marges par RTE . 10
3. Cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT 12
3.1. Rappel sur les évolutions précédentes de l'article 4.4.9 concernant les indisponibilités non programmées du RPT 12
3.2. Nouveaux cas d'usage envisagés, liés à la participation des flexibilités à la résolution des congestions du RPT 13
4. Rémunération des offres standard de RR bloqueES par RTE 16
4.1. Contexte 16
4.2. Proposition de RTE 17
5. Transposition de la réglementation issue de l'article 52(2) du règlement Electricity Balancing et relative à la méthodologie pour harmoniser le règlement des écarts 20
5.1. Introduction 20
5.2. Cadre réglementaire 20
5.3. Situation actuelle 22
5.4. Proposition de RTE 23
6. Fin des rattrapages physiques pour compenser les écarts aux frontières et leur remplacement par des compensations financières 26
6.1. Contexte et cadre réglementaire 26
6.2. Proposition de RTE 27
7. Evolutions apportées au Chapitre E 28
8. Autres évolutions 29
8.1. Ajout et mise à jour de définitions 29
8.2. Mise à jour relative à la connexion de RTE à la plateforme européenne TERRE et à la mise en place du nouveau modèle de valorisation 30
8.3. Prérequis de respect des exigences de raccordement pour participer au marché 30
8.3.1. Responsabilité du responsable de programmation en cas d'oubli de transmission de PA 30
8.4. Échéance de transmission des offres sur une EDA nouvellement créée 31
8.5. Homologation aux méthodes de contrôle du réalisé 31
8.5.1. Rappel sur l'homologation aux méthodes prévision et historique 31
8.5.2. Proposition de RTE en vue de l'harmonisation avec les règles NEBEF 3.3 31
8.6. Echéance d'envoi des volumes réalisés au GRD pour les sites au modèle corrigé 32
8.6.1. Contexte 32
8.6.2. Proposition de RTE 33
8.7. Délai de publication des indicateurs du Mécanisme d'Ajustement 33
8.7.1. Contexte 33
8.7.2. Proposition de RTE 33

8.8. Prise en compte de la plateforme européenne d'échange d'aFRR (PICASSO) dans les règles MA-RE 33
8.9. Mise en place de la signature électronique 34
8.10. Modification des annexes C7 et C7bis relatives à l'Accord de Rattachement d'un élément d'injection ou de soutirage au périmètre d'un Responsable d'Equilibre 34
9. Annexe 1 - Tableau récapitulatif des évolutions et des dates indicatives de mise en œuvre 35

1. EXPOSE DES MOTIFS

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 application du 3ème paquet « énergie ». 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 à la programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après « règles MA-RE »).

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 a récemment évolué, 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.

Les grands axes de l'européanisation ont été définis en premier lieu par le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après règlement *Electricity Balancing*), entré en vigueur le 18 décembre 2017. En parallèle de ce travail de déclinaison du 3ème paquet « énergie », la Commission européenne a engagé un important chantier législatif sur l'organisation des marchés de l'électricité. Très attendu par les parties prenantes du secteur, ce paquet « une énergie propre pour tous les Européens » est la traduction législative de l'Union de l'énergie et vise notamment à accompagner le développement des énergies renouvelables. En ce sens, et alors que les objectifs climatiques et environnementaux sont plus que jamais au cœur de la politique énergétique de l'Union et de ses membres, cela constitue un paquet législatif majeur et emportant des modifications significatives du cadre réglementaire.

Une évolution progressive des règles MA-RE est engagée afin de permettre une déclinaison des modalités requises dans le règlement *Electricity Balancing* au niveau national et se poursuivra pour décliner le paquet « une énergie propre pour tous les Européens ».

Afin de proposer une mise en œuvre progressive des transformations nécessaires, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (« CURTE ») a initié un processus de concertation en plusieurs phases avec les acteurs de marché. La première partie de ce processus de long terme a récemment abouti à la mise en œuvre et au début d'utilisation de la plateforme européenne TERRE. Elle se poursuivra dans les années à venir afin d'accompagner la transition énergétique et le développement d'un marché d'ajustement européen. Les présentations faites dans le cadre de ce GT sont disponibles sur le site Concerte[1].

Périmètre de l'évolution proposée

Dans ce contexte, RTE propose une évolution des règles MA-RE incluant les évolutions principales suivantes :

- les modalités complémentaires pour l'étape 2 de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement ;
- le cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT ;
- la rémunération des offres standard de RR bloquées par RTE ;
- la transposition de la réglementation issue de l'article 52(2) du règlement *Electricity Balancing* et relative à la méthodologie pour harmoniser le règlement des écarts, autrement identifiée comme ISH pour *Imbalance Settlement Harmonisation* ;
- la fin des rattrapages physiques pour compenser les écarts aux frontières synchrones et leur remplacement par des compensations financières ;
- les évolutions apportées au Chapitre E liées à l'introduction du Contrat Unique Injection ;

D'autres évolutions plus mineures des règles ont été ajoutées dont les contours sont présentés au chapitre 8 pour les évolutions relatives au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

Processus de concertation

La concertation associée à la présente évolution des règles MA-RE a démarré en juin 2020 dans le cadre du GT « Evolutions des règles MA-RE ».

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles MA-RE à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation et des retours des appels à contributions.

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

Calendrier prévisionnel

Les dates prévisionnelles de mise en œuvre de l'ensemble des évolutions de la présente version des règles MA-RE sont indiquées dans un tableau récapitulatif en Annexe 1.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au troisième trimestre 2021 après instruction et approbation par la CRE.

2. MODALITES COMPLEMENTAIRES POUR L'ETAPE 2 DU STOCKAGE

2.1. Introduction et rappels

Les éléments présentés dans ce chapitre sont décrits de façon plus détaillée dans le rapport de saisine de la version 9.1 des règles MA-RE[2].

2.1.1. Contexte

Le développement des moyens de stockage est un enjeu essentiel de la transition énergétique afin d'accompagner, par exemple, le développement des énergies renouvelables. Dès lors, les mécanismes de marché doivent évoluer afin de prendre en compte, le cas échéant, les spécificités du stockage.

Par ailleurs, RTE a la volonté de diversifier la nature des capacités permettant d'équilibrer le réseau électrique, afin par exemple d'obtenir plus de flexibilités à la baisse, ou de disposer de moyens qui permettent d'avoir des durées minimales d'utilisation (DOmin) plus courtes (de 15 minutes par exemple).

Enfin, pour permettre aux capacités ayant été retenues aux appels d'offres long terme et au mécanisme de capacité de se valoriser sur les différents mécanismes de marché de RTE, y compris le mécanisme d'ajustement, RTE a proposé un certain nombre d'évolutions des règles de marché.

2.1.2. Rappels - Grands principes de l'étape 2 et jalons

L'objectif de l'étape 2 du stockage est de permettre aux capacités de stockage de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement qui peuvent être valorisées sur leurs parties injection et soutirage. Les principes de cette étape ont été intégrés dans les règles v9.1 actuellement en vigueur, et sont assortis d'une date d'entrée en vigueur matérialisée par la date « S » aujourd'hui fixée à fin 2021.

2.1.3. Rappels - Modélisation du stockage au titre du mécanisme d'ajustement, de la programmation et du dispositif de responsable d'équilibre

Dans la section 1 des règles MA-RE, en étape 2 de l'intégration du stockage au MA, un moyen de stockage est assimilé à un site de stockage, distinct d'un site d'injection et d'un site de soutirage. En conséquence, un site de stockage possède un traitement qui lui est propre au niveau du mécanisme d'ajustement et de la programmation.

Dans la section 2 des règles MA-RE, en étape 2 de l'intégration du stockage au MA, le traitement d'un site de stockage est fait, le cas échéant, selon les modalités applicables à un site d'injection ou de soutirage.

[2] Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des règles MA-RE (2020) : Délibération de la CRE du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre - CRE

2.1.4. Rappels - Programmation et formulation d'offres explicites pour le stockage

2.1.4.1. Programmation

Tel que décrit dans la v9.1 des règles MA-RE en vigueur, l'étape 2 est basée sur une obligation de programmation (en puissance active) lorsqu'un site de stockage participe au MA (i.e. fait partie d'une EDA). De ce fait, le site de stockage a l'obligation de rejoindre un périmètre de programmation (constitution d'une EDP).
La constitution de ce périmètre de programmation reprend la majorité des exigences de programmation « historiques » pour les sites d'injection. En particulier, la programmation se fait à la maille du site de stockage et l'EDP est ainsi « mono-site ». Il est toutefois prévu de pouvoir accorder, au cas par cas, une dérogation à ce principe, suite à une demande motivée par un acteur. Si RTE accepte la dérogation, l'EDP pourrait alors être composée de plusieurs sites de stockage. Dans tous les cas, il est attendu qu'une EDP contenant au moins un site de stockage ne soit constituée exclusivement que de sites de stockage (pas d'agrégation possible avec des sites d'injection au sein d'une même EDP ou de sites de soutirage au sein d'une même EDP soutirage).

2.1.4.2. Formulation d'offres explicites sur le MA

Afin de notamment faciliter les possibilités de gestion de stock pour les batteries, il est uniquement attendu dans le cas du stockage des offres standard et/ou spécifiques explicites. Ainsi, il n'est pas possible dans le cas du stockage de faire des offres spécifiques implicites.
En outre, une offre déposée est réputée réalisable (i.e. responsabilité de l'acteur d'ajustement).

2.2. Précision des définitions et utilisation de la notion de « site de stockage » dans les règles

Suite aux travaux de coordination entre les différents mécanismes menés par RTE, des précisions peuvent être apportées quant à la notion d'unité de stockage : celle-ci est essentiellement utilisée pour des problématiques de raccordement et/ou accès au réseau, mais n'a pas de réalité dans le cadre de la section 1 des règles MA-RE.

Lors de la période de concertation pour les règles MA-RE v9.1, un parallèle avait été proposé entre la notion de « groupe de production » dans le cadre de l'injection, et la notion « d'unité de stockage » dans le cadre du stockage. Il s'avère que ces objets ne peuvent finalement pas être traités de façon strictement identique. Aussi, et dans une optique de simplification, RTE propose de revenir dans la section 1 des règles MA-RE à la plus petite maille élémentaire pour le stockage qui est le site de stockage. Il est donc proposé de ne plus faire apparaitre la notion d'unité de stockage dans le corps des règles, mais plutôt celle de site de stockage.

Par ailleurs, pour assurer une meilleure lisibilité des règles, les notions de site de stockage et d'installation de stockage étant identiques, il est proposé d'utiliser le terme « site de stockage » dans le corps des règles, par homogénéité avec ce qui est fait pour l'injection et pour le soutirage.

Les définitions relatives au stockage seront ainsi légèrement mise à jour (i.e. réorganisation, sans changement sur le fond) par rapport à celles de la version actuellement en vigueur des

règles MA-RE - section 1.

2.3. Modalités de non-dégradation des services système fréquence (SSYf) pour les sites de stockage

Dans la logique de ce qui avait été proposé lors de la concertation sur les règles MA-RE v9.1, et représenté lors des GT fin 2020, RTE souhaite apporter des précisions sur les possibilités offertes pour le stockage sur le MA.

De façon générale, un principe de non dégradation des SSY lorsqu'un ajustement est réalisé par un site de stockage est nécessaire pour permettre à RTE de garantir la sécurité du système électrique. En effet, les offres d'ajustement dans le cas du stockage étant formulées sous la forme « explicite », soit pour une offre standard TERRE, soit pour une offre spécifique, RTE n'est pas en mesure de connaître l'impact d'un ajustement sur la participation du site de stockage en services système. Concrètement, il est attendu qu'un ajustement passé sur une EDA constituée de sites de stockage ne remette pas en cause l'engagement en SSY d'une EDR comportant une ou plusieurs de ces sites de stockage.

Pour rappel, le principe de non dégradation des SSY est inscrit dans la v9.1 des règles MA-RE en vigueur pour la partie standard au paragraphe 3.2.4.1, notamment en explicitant la non-éligibilité du stockage aux dispositions transitoires décrites au paragraphe 8.2 de la section 1 des règles MA-RE.

En ce qui concerne les offres spécifiques, RTE propose d'ajouter une condition de non dégradation des SSY à a fin du même paragraphe 3.2.4.1.

2.4. Modalités complémentaires relatives à la programmation et au dépôt des offres dans le cas du stockage

2.4.1. Précisions concernant la proposition de modélisation du stockage pour l'étape 2

Afin de pouvoir sécuriser au mieux la date S, et garantir la possibilité pour les acteurs de déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, pleinement valorisées (i.e. jalon étape 2), RTE modélisera le stockage avec d'une part une EDP contenant les installations de stockage et d'autre part une EDA injection (RPT ou RPD) contenant les mêmes installations de stockage.

Du point de vue RTE et des acteurs, l'EDA et l'EDP auront des noms différents. Leur utilisation sera bien différenciée : l'EDP portant la programmation en puissance active et en SSY, l'EDA portant l'offre d'ajustement.

2.4.2. Modélisation de l'EDP

L'EDP constituée d'un ou, sous réserve de dérogation accordée par RTE, de plusieurs sites de stockage devra transmettre un programme d'appel via TOPASE selon les modalités décrites au paragraphe 3.2.2 des règles MA-RE.

L'EDP devra également transmettre via SYGA ses performances et contraintes techniques selon les modalités (fichier CT_Prod 5) décrites au paragraphe 3.2.3 des règles MA-RE.

Dans le cas du stockage, aucune offre (fichier .OFFRE) ni contraintes techniques implicites (CT_PROD 1 et 2) ne sont attendues sur l'EDP. Aucun renvoi de programme de marche n'est attendu sur l'EDP, tel que précisé au paragraphe 3.2.4.2 des règles MA-RE.

2.4.3. Modélisation de l'EDA

2.4.3.1. Modalité de dépôt d'une offre d'ajustement dans le cas du stockage

L'EDA injection constituée de sites de stockage pourra proposer des offres spécifiques explicites via l'envoi d'un fichier « .OFFRE » transmis via SYGA tel que décrit au paragraphe 4.3.1.1.2.1 des règles MA-RE et par l'envoi de conditions d'utilisation des offres explicites « CT_CE » transmises via SYGA tel que décrit au paragraphe 4.3.1.3.3.

L'EDA injection constituée des sites de stockage pourra proposer des offres standard TERRE par l'envoi via TOPASE d'une offre standard de RR tel que décrit au paragraphe 4.3.1.1.1 des règles MA-RE.

Pour rappel, dans le cas du stockage, le dépôt d'offre spécifique dans le cas du dépôt d'une offre standard de RR sur l'EDA n'est pas attendu, comme précisé au paragraphe 4.3.2 des règles MA-RE.

2.4.3.2. Modalités de renvoi du programme de marche dans le cas du stockage

Dans le cas du stockage, un programme de marche est attendu par RTE en « relatif ou delta » sur l'EDA, c'est-à-dire que la puissance active ne comprend que la « variation de puissance explicite liée à l'ajustement ». Ce principe de renvoi du programme de marche est le même que pour les EDA actuelles « non constituées d'EDP ».

Si le PM de l'acteur n'est pas reçu par RTE, il sera tracé par RTE suivant les mêmes modalités que pour les EDA « non constituées d'EDP » actuelles (i.e. « rectangle » basé sur la valeur de l'ajustement attendu), décrites au paragraphe 3.2.4.3 des règles MA-RE.

2.5. Proposition concernant la gestion du stock en lien avec la gestion des marges par RTE

Comme proposé en v9.1, la gestion du stock des installations de stockage est de la responsabilité de l'acteur. Cela se traduit notamment par la formulation d'offres explicites par l'acteur d'ajustement, et par le fait que toute offre d'ajustement proposée sur une EDA est réputée faisable (i.e. engageante pour l'acteur).

La gestion du stock du site de stockage pourra passer par des redéclarations des programmes d'appel des EDP liées aux installations de stockage, ainsi que des contraintes techniques liées aux EDA aux guichets de programmation.

Afin d'avoir la meilleure visibilité possible des capacités disponibles, RTE propose que dans le cas du stockage, un acteur n'offre sa puissance que sur la fenêtre opérationnelle. Cela revient à mettre à jour sa puissance offerte au plus proche du temps réel, et en cohérence avec le stock « réellement » disponible.

En effet, dans le cas du stockage, il est attendu qu'un acteur n'ait pas systématiquement une connaissance suffisante de la disponibilité de son EDA sur des instants lointains, au-delà de la fenêtre opérationnelle, pour garantir la fermeté de ses offres. Cette disponibilité dépend a priori de l'évolution de son état de charge/programme.

Concrètement, cela revient pour l'acteur à redéclarer sa puissance offerte à chaque guichet, en indiquant une P_{max} non nulle pour les pas de temps pendant lesquels il n'est pas possible et/ou prévu pour sa capacité de tenir en bande (i.e. sans recharge intermédiaire), et une P_{max} nulle sinon.

3. CADRE D'ACTIVATION DES FLEXIBILITES POUR CONTRAINTES RPT

3.1. Rappel sur les évolutions précédentes de l'article 4.4.9 concernant les indisponibilités non programmées du RPT

L'article 4.4.9 tel que prévu dans la version actuellement en vigueur des règles MA-RE s'applique uniquement aux situations d'indisponibilité non programmées du RPT pour lesquelles le cadre contractuel d'accès au réseau prévoit une responsabilité financière de RTE.

Lors d'une précédente évolution des règles MA-RE (version applicable au 1er janvier 2018), RTE avait proposé l'introduction de modalités dérogatoires à certaines dispositions des règles MA afin de traiter le cas où une offre d'ajustement est activée par le biais d'un automate réseau pour la résolution des congestions réseau du RPT. Le cas d'usage principal qui avait justifié l'introduction de ces dispositions dérogatoires concernait l'indemnisation des producteurs, en particulier des producteurs HTA, liées à des limitations de production[3] résultant des principes d'optimisation des investissements réseau du RPT dans le cadre des S3REnR. En effet, dans la majorité des situations, les contraintes réseau découlant des hypothèses retenues dans l'élaboration d'un S3REnR devront être résolues par une action automatique dont le délai de mise en œuvre est compris entre quelques dizaines de secondes et cinq minutes. Dès lors, une action par un automate réseau est envisagée.

Or, l'activation de capacités ajustables par le biais d'un automate réseau et le fonctionnement de ces automates présentent un certain nombre de spécificités, qui justifiaient d'introduire au sein des règles, la possibilité pour RTE et l'acteur d'ajustement concerné de conclure une convention technique décrivant des modalités spécifiques liées à l'utilisation d'un automate ainsi qu'aux caractéristiques des sites qui peuvent être activés par ce biais.

Bien que le cas d'usage concerne avant tout la production raccordée au RPT ou au RPD, les règles avaient en outre prévu que ces conventions techniques puissent également concerner des sites de soutirage raccordés au RPT.

Début 2020, RTE a proposé d'étendre ce cadre dérogatoire à des activations manuelles sur des sites d'injection raccordés au RPD. En effet, le cadre dérogatoire applicable aux activations par automate pourrait également s'avérer utile pour traiter l'indemnisation de limitations de production HTA liées au S3REnR qui seraient activées manuellement, notamment dans le cas d'une zone où l'installation de l'automate est prévue mais n'est pas encore terminée. Cette extension a été effectuée dans la version applicable depuis le 1er juin 2020.

[3] Qui ne peuvent d'ailleurs pas toutes être qualifiées d'indisponibilité non programmées du réseau, certaines limitations pouvant intervenir y compris à réseau complet.

3.2. Nouveaux cas d'usage envisagés, liés à la participation des flexibilités à la résolution des congestions du RPT

En 2020, RTE a proposé une nouvelle feuille de route concernant l'intégration des flexibilités (au-delà des limitations de production) dans le dimensionnement du réseau. Cette feuille de route répond notamment à la demande de la CRE de travailler à la mise en place d'un cadre contractuel permettant à l'ensemble des solutions de flexibilités de participer, de manière ponctuelle ou structurelle, aux mécanismes de gestion des congestions.

RTE doit ainsi mettre en place un cadre permettant de contractualiser en amont des sources de flexibilités telles que le stockage et mener une concertation sur les évolutions des règles du mécanisme d'ajustement pour mieux intégrer les spécificités des flexibilités. En particulier, conformément à la délibération n°2020-200 du 23 juillet 2020[4], RTE s'est engagé à lancer de façon expérimentale une démarche de recensement d'intérêt sur 3 à 5 zones (identifiées par RTE) qui sera suivie par le lancement d'appel d'offres sur les zones pour lesquelles le recensement d'intérêt aura été fructueux.

Vu de RTE, la participation des flexibilités à la résolution des congestions réseau du RPT concerne 2 cas d'usage distincts :

- **La réduction des contraintes « résiduelles »**, c'est-à-dire des contraintes qui subsistent une fois réalisés les renforcements réseau justifiés économiquement du fait de la méthode de dimensionnement optimisée du RPT. Pour ces contraintes, RTE n'a pas besoin de contractualiser à l'avance avec des flexibilités. Les acteurs intéressés par ce cas d'usage peuvent recueillir des informations sur la localisation et les caractéristiques de ces contraintes grâce à l'outil de publication des contraintes de RTE[5] et faire des offres ponctuelles, sans qu'il ne soit nécessaire d'avoir un engagement de disponibilité de leur part.
- **L'évitement ou le report d'investissements**, en proposant une solution alternative à un coût inférieur ou égal à l'économie que représente le report de l'investissement. Dans ce cas, il est nécessaire pour RTE de contractualiser une réservation du service de flexibilité. C'est le cas couvert par la démarche de recensement d'intérêt mentionnée ci-dessus et qui a été effectivement lancée par RTE sur 4 zones le 12 janvier 2021[6].

Pour ces 2 cas d'usage, RTE a indiqué en concertation vouloir s'adosser sur le mécanisme d'ajustement pour l'activation des flexibilités. En pratique, la maille d'activation des flexibilités pour la gestion des congestions du RPT est par nature une maille très locale, ce qui n'est pas toujours compatible avec le périmètre de constitution des EDA sur le mécanisme d'ajustement choisi par les acteurs pour la participation à l'équilibre offre-demande, notamment concernant les EDA injection RPD et les EDA soutirage (télérelevée ou profilée) qui peuvent agréger des sites géographiquement éloignés. Or, en l'état actuel, les règles MA-RE ne permettent pas d'activer un sous-ensemble d'une EDA.

[4] Délibération n°2020-200 du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019

[5] https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/

[6] https://www.services-rte.com/fr/actualites/flexibilites-appels-d-offres-experimentaux-pour-la-gestion-des-congestions.html

De plus, dans un cas comme dans l'autre, les réflexions en cours mettent en exergue un besoin d'activation avec un délai de mise en œuvre très rapide, qui passerait donc également par un automate réseau.

Pour ces différentes raisons, RTE propose de s'adosser pour ces 2 nouveaux cas d'usages, sur le cadre dérogatoire déjà prévu dans les règles MA-RE et mentionné ci-dessus, qui permet notamment, par le biais de la convention technique, de déroger :

- à l'échéance et au canal de transmission des offres d'ajustement et de leurs conditions d'utilisation (l'offre pouvant ainsi avoir une certaine pérennité dans le temps avec un prix prédéterminé) ;
- au seuil minimal de puissance offerte (activation possible d'une offre de moins de 10 MW, y compris à la baisse) ;
- aux modalités techniques de transmission des ordres d'ajustement (afin d'être compatible avec une activation par le biais d'un automate) ;
- aux utilisations possibles par RTE de l'offre d'ajustement (qui peut être exclue de la préséance économique pour motif P=C).

Les conventions techniques associées à chaque cas d'usage pourront être distinctes si cela s'avère pertinent.

Ce cadre doit toujours être considéré comme un cadre expérimental. A date et dans la mesure où aucune convention technique n'a été signée, RTE estime nécessaire de continuer à prolonger ce cadre expérimental. RTE devra néanmoins proposer à terme un cadre cible pour l'activation des flexibilités pour la résolution des congestions du RPT, dès lors qu'un REX aura pu être effectué.

Enfin, afin de gagner en lisibilité dans les règles, RTE propose de reprendre cet article 4.4.9 et de le réorganiser via 2 sous-parties distinctes :

- Un article 4.4.9.1 dédié au traitement des indisponibilités non programmée du RPT, reprenant notamment les dispositions prévues aujourd'hui dans le CART-P, sans mise en œuvre de dispositions dérogatoires. Ces dispositions sont inchangées dans la présente proposition par rapport à la rédaction actuellement en vigueur ;
- Un article 4.4.9.2 dédié au cadre dérogatoire, qui reprend notamment les différents cas d'usage identifiés à date et explicités ci-dessus (indemnisation des limitations de production, activation dans le cadre des appels d'offres flexibilités et activation pour la gestion des contraintes résiduelles). En termes d'éligibilité à ce cadre dérogatoire, RTE propose d'être moins explicite par rapport à la rédaction actuellement en vigueur. En effet, l'éligibilité va dépendre du cas d'usage :
    - Pour les limitations de production, il s'agira des sites pour lesquels le cadre contractuel prévoit une responsabilité financière de RTE, a fortiori des sites d'injection du RPT ou du RPD ;
    - Pour les contraintes résiduelles, RTE propose de cibler l'activation de « site » ou d' « EDA », sans rentrer dans le détail, ce qui permettra également d'appliquer la convention technique à des sites de stockage voire à des sites de soutirage si cela s'avère pertinent ;

- Pour les appels d'offres flexibilités, l'éligibilité sera encadrée par les modalités de l'appel d'offres (règlement de consultation, contrat de réservation de capacité). Il ne semble donc pas pertinent à ce stade de spécifier des restrictions dans les règles MA-RE.

4. REMUNERATION DES OFFRES STANDARD DE RR BLOQUEES PAR RTE

4.1. Contexte

La connexion de RTE à la plateforme européenne de produits standard de RR TERRE engendre des interactions entre les produits spécifiques et les produits standard de RR, car les offres relatives à ces produits sont portées par les mêmes entités.

Ainsi, RTE peut être amené à ne pas partager certaines offres standard de RR au sein de la plateforme de produits standard de RR (cas du filtrage) ou ne pas activer des offres standard de RR sélectionnées par la plateforme de produits standard de RR (cas du blocage). Le filtrage et le blocage d'une offre standard de RR peuvent être utilisés par RTE pour plusieurs raisons liées à la sûreté du réseau, notamment pour ne pas créer ou aggraver de congestions, pour reconstituer les volumes de marge ou de services système, mais également parce qu'une activation en spécifique est en cours ou est déjà prévue sur l'entité au moment de l'envoi de l'ordre standard.

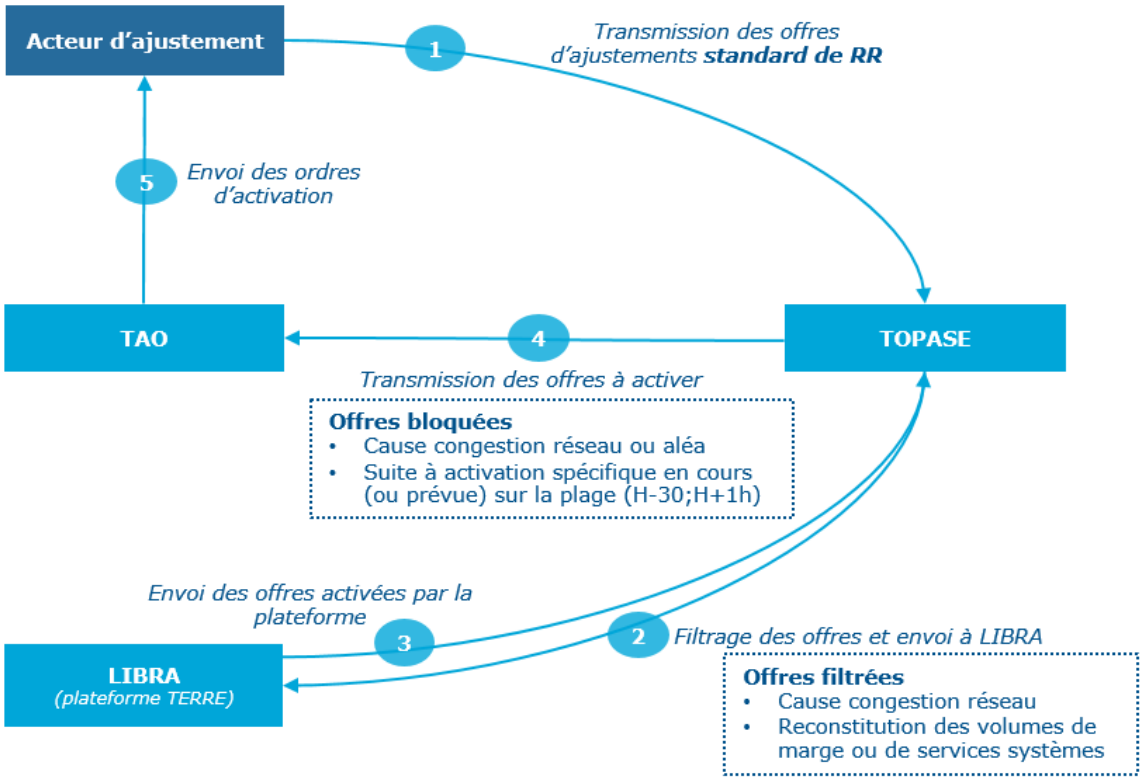


Figure 1 - Cycle de vie d'une offre

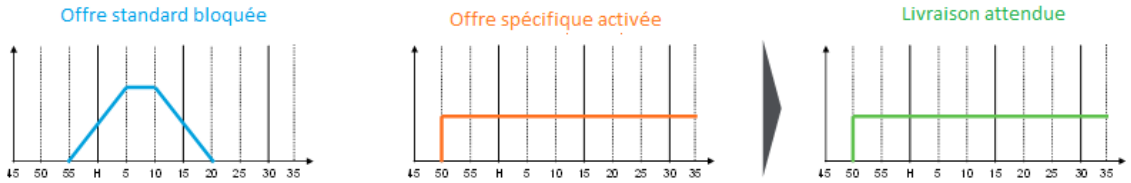
Suite à la concertation des règles v9.1, il a été décidé de ne pas introduire la compensation des offres non partagées sur la plateforme de produits standard de RR (ou offres filtrées).

En revanche, les offres bloquées seront rémunérées avant la fin de l'exploitation sous contrôle de TERRE. RTE propose de préciser dans les règles v9.2 le calcul de la rémunération des offres standard bloquées.

4.2. Proposition de RTE

Les offres standard de RR bloquées pour cause d'activation spécifique en cours ou déjà prévues seront rémunérées. En revanche, les offres standard de RR bloquées pour cause de congestion réseau ou d'aléa ne seront pas rémunérées par RTE.

L'exemple ci-dessous détaille une offre standard bloquée pour cause d'offre spécifique activée et la livraison physique attendue qui en découle :



La livraison attendue prenant en compte l'offre standard bloquée et l'offre spécifique activée peut être décomposée comme suit :

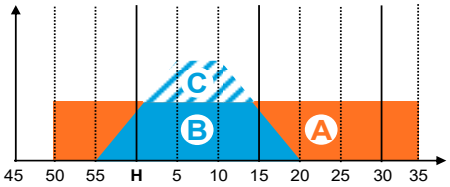


Figure 2 – Décomposition d'une offre standard de RR bloquées par RTE

La rémunération totale de l'offre standard bloquée et de l'offre spécifique activée est alors :

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

Deux autres manières d'appréhender cette formule sont de considérer que :

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

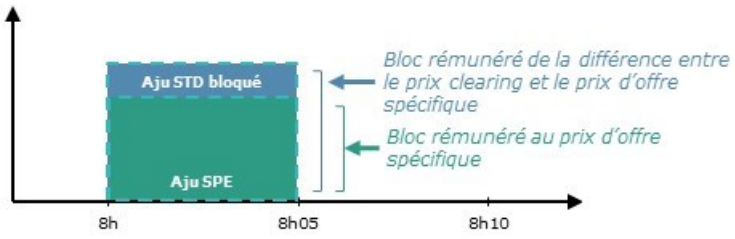
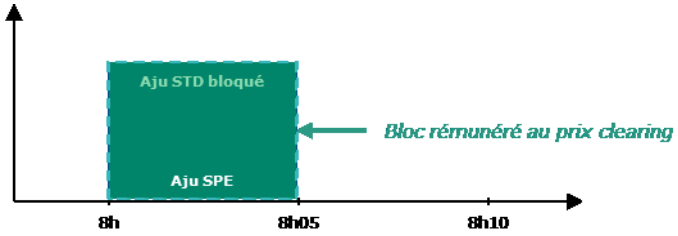
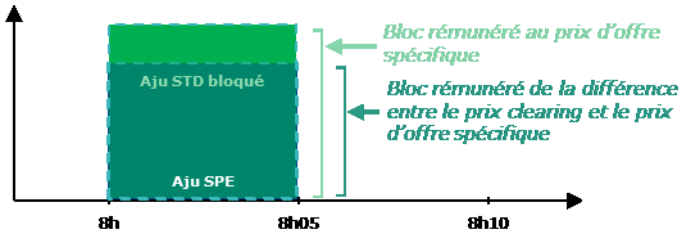
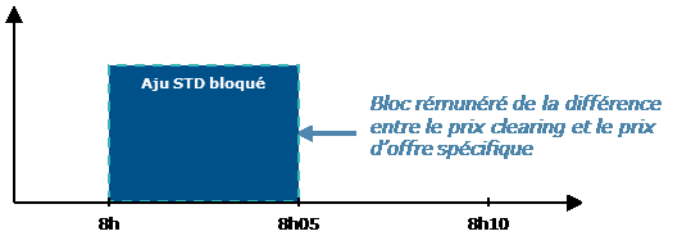
$$Rémunération = (A + B)\ x\ Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse + (B + C)\ x\ (Prix\ marginal\ standard - Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse)$$

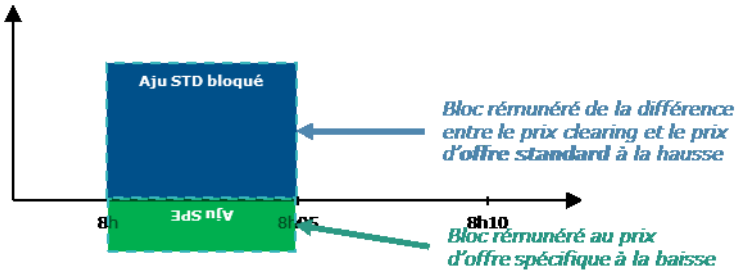
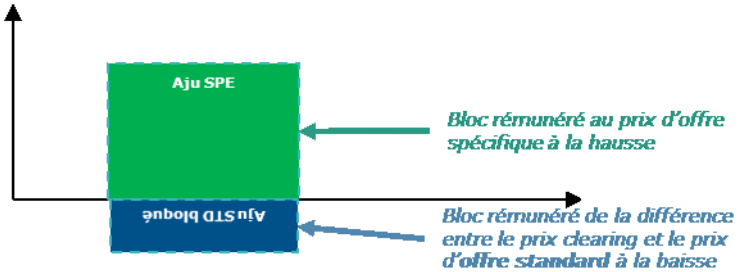
Le tableau ci-dessous détaille les différents cas de figures possibles selon le sens et la valeur de l'ajustement standard bloqué par rapport au sens et à la valeur de l'ajustement spécifique. Il se base sur la troisième interprétation de la formule.

Les règles MA-RE v9.2 ont été mises à jour en ce sens à l'article 4.6.6.

1. Exemple 1 : l'ajustement standard bloqué est supérieur à l'ajustement spécifique en cours
2. Exemple 2 : l'ajustement standard bloqué est le même que l'ajustement spécifique (il l'englobe complétement)
3. Exemple 3 : l'ajustement spécifique est supérieur à l'ajustement standard bloqué
4. Exemple 4 : l'ajustement standard bloqué n'a pas d'ajustement spécifique en cours sur le deuxième pas 5 min
5. Exemple 5 : l'ajustement spécifique est à la baisse et l'ajustement standard bloqué est à la hausse

6. Exemple 6 : l'ajustement spécifique est à la hausse et l'ajustement standard bloqué est à la baisse

1		**Type**	Spécifique	Standard bloqué
		Sens	Hausse	Hausse
		Volume	Volume commercial spécifique	Volume commercial standard
		Prix	Prix d'offre spécifique	Prix clearing – prix d'offre spécifique
2		**Type**	Spécifique	Standard bloqué
		Sens	Hausse	Hausse
		Volume	Volume commercial spécifique	Volume commercial standard
		Prix	Prix clearing	N/A
3		**Type**	Spécifique	Standard bloqué
		Sens	Hausse	Hausse
		Volume	Volume commercial spécifique	Volume commercial standard
		Prix	Prix d'offre spécifique	Prix clearing – prix d'offre spécifique
4		**Type**	Spécifique	Standard bloqué
		Sens	Hausse	Hausse
		Volume	Volume commercial spécifique	Volume commercial standard
		Prix	N/A	Prix clearing – prix d'offre spécifique

5		**Type**	Spécifique	Standard bloqué
		Sens	Baisse	Hausse
		Volume	Volume commercial spécifique	Volume commercial standard
		Prix	Prix d'offre spécifique à la baisse	Prix clearing – prix d'offre standard à la hausse
6		**Type**	Spécifique	Standard bloqué
		Sens	Hausse	Baisse
		Volume	Volume commercial spécifique	Volume commercial standard
		Prix	Prix d'offre spécifique à la hausse	Prix clearing – prix d'offre standard à la baisse

Figures 3 – Exemples de rémunération des offres standard de RR bloquées par RTE

5. TRANSPOSITION DE LA REGLEMENTATION ISSUE DE L'ARTICLE 52(2) DU REGLEMENT ELECTRICITY BALANCING ET RELATIVE A LA METHODOLOGIE POUR HARMONISER LE REGLEMENT DES ECARTS

5.1. Introduction

Dans un marché décentralisé, le prix de règlement des écarts est un signal prix important dont l'objectif est d'inciter les responsables d'équilibre (RE) à être équilibrés et/ou à équilibrer le système.

Les principes de calcul du prix de règlement des écarts permettent de renvoyer aux responsables d'équilibre une incitation financière sur leurs déséquilibres et reflètent le coût des actions d'équilibrage menées par RTE pour équilibrer le système électrique français.

Pour chaque pas demi-horaire, le prix de règlement des écarts (PRE) est calculé en fonction de la tendance d'équilibrage, du prix moyen pondéré (PMP) et du signe de l'écart du RE.

Depuis avril 2017, le prix de règlement des écarts est basé sur un unique prix de référence et permet d'inciter les RE à mener des actions visant à équilibrer leur périmètre en amont du temps réel, en tenant compte du possible état futur du système électrique.

En novembre 2019, à l'occasion de la précédente consultation relative au projet d'évolution des règles MA-RE, et dans la perspective de la méthodologie relative à l'harmonisation du prix de règlement des écarts qui se trouvait encore en discussion au niveau européen, RTE avait réalisé un point d'étape sur l'évolution du prix de règlement des écarts (ci-après PRE).

Dans la continuité des discussions européennes, trois éléments relatifs à la formation du prix de règlement des écarts étaient considérés :

- la matrice de prix de règlement des écarts ;
- la présence d'un composant additionnel dans le prix de règlement des écarts ; et
- le mode de calcul du prix de règlement des écarts.

5.2. Cadre réglementaire

Le 18 décembre 2018, en application de l'article 52(2) du règlement *Electricity Balancing*, les GRT européens ont soumis pour approbation de l'ensemble des régulateurs européens la proposition *Imbalance Settlement Harmonisation* (ISH). Suite à cette première version, l'ensemble des régulateurs européens ont demandé le 11 septembre 2019 aux GRT de modifier leur proposition sous deux mois. Suite à la réception de cette nouvelle proposition, les régulateurs ont eu deux mois, à compter du 14 novembre 2019, pour approuver ou non cette proposition amendée. A l'issue de cette période, les régulateurs ont informé l'ACER de l'impossibilité de trouver un accord sur la seconde proposition. Par conséquent, le texte a été transféré à l'ACER pour décision en application de l'article 6(2) du règlement *Electricity Balancing*. Suite au processus de décision applicable, l'ACER a réalisé une nouvelle proposition qui est devenue la méthodologie ISH approuvée et publiée par l'ACER le 15 juillet 2020.

Conformément à l'article 12(2) de la méthodologie ISH, les GRT disposent de 18 mois pour la mettre en œuvre suivant leur modèle national.

L'article 9 de la méthodologie ISH concentre l'essentiel des changements qui impactent les règles MA-RE en vigueur. Il présente les prix et les volumes à prendre en compte pour l'établissement du prix de règlement des écarts positifs (PREp) et du prix de règlement des écarts négatifs (PREn). Ainsi, et lorsque cela est applicable, RTE doit considérer les prix suivants pour établir le prix de règlement des écarts pour un pas, une zone de prix et une tendance donnés :

- le prix (ou les prix), associé(s) à la demande d'énergie d'équilibrage satisfaite du GRT, tel(s) que calculé(s) par la fonction d'optimisation d'activations de la plateforme européenne d'échange de RR ;
- le prix (ou les prix), associé(s) à la demande d'énergie d'équilibrage satisfaite du GRT, tel(s) que calculé(s) par la fonction d'optimisation d'activations de la plateforme européenne d'échange de mFRR ;
- le prix (ou les prix), associé(s) à la demande d'énergie d'équilibrage satisfaite du GRT, tel(s) que calculé(s) par la fonction d'optimisation d'activations de la plateforme européenne d'échange d'aFRR ;
- le prix (ou les prix), relatif(s) à l'activation de produits spécifiques pour les processus de restauration de la fréquence (FRR) ou de remplacement des réserves (RR) ;
- le prix (ou les prix) de l'énergie d'équilibrage résultant de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage qui ne correspondent pas à des produits standards ou spécifiques pour les processus de restauration de la fréquence (FRR) ou de remplacement des réserves (RR).

Dans la même logique et pour pouvoir calculer le prix moyen pondéré, RTE doit tenir compte pour une tendance des volumes suivants :

- le volume, pour la demande d'énergie d'équilibrage satisfaite du GRT sur la zone de prix et le pas de règlement des écarts considérés, tel que calculé par la fonction d'optimisation d'activations de la plateforme européenne d'échange de RR ;
- le volume, pour la demande d'énergie d'équilibrage satisfaite du GRT sur la zone de prix et le pas de règlement des écarts considérés, tel que calculé par la fonction d'optimisation d'activations de la plateforme européenne d'échange de mFRR ;
- le volume, pour la demande d'énergie d'équilibrage satisfaite du GRT sur la zone de prix et le pas de règlement des écarts considérés, tel que calculé par la fonction d'optimisation d'activations de la plateforme européenne d'échange d'aFRR ;
- les volumes, pour la demande d'énergie d'équilibrage satisfaite du GRT sur la zone de prix et le pas de règlement des écarts considérés, relatifs aux activations de produits spécifiques pour les processus de restauration de la fréquence (FRR) ou de remplacement des réserves (RR) ;
- les volumes, par pas de règlement des écarts, relatifs aux activations d'énergie d'équilibrage qui n correspondent pas aux produits standards ou spécifiques pour les processus de restauration de la fréquence (FRR) ou de remplacement des réserves (RR).

L'article 19(6) précise également que le GRT peut calculer des composantes additionnelles pour intégration dans le calcul du prix de règlement des écarts. Il existe ainsi trois composantes additionnelles possible:

- une composante de rareté à utiliser dans des situations de rareté définies au niveau national ;
- une composante incitative à utiliser pour remplir des conditions aux limites définies au niveau national ;
- une composante liée à la neutralité financière du GRT.

De plus, le GRT qui utilisera une ou plusieurs des composantes additionnelles devra en publier les valeurs pour les pas de règlements des écarts considérés et pas plus tard que la publication finale du prix de règlement des écarts.

Enfin, la méthodologie prévoit de calculer un prix de règlement des écarts dans les cas où aucune activation n'aurait été réalisée dans la période de règlement des écarts considérée et dans une tendance donnée. Cette valorisation est définit comme la valeur de l'énergie non activée (ou VoAA pour l'anglais Value of Avoided Activation).

Il convient de noter que les différents éléments présentés ci-dessus sont extraits du texte de la méthodologie en anglais. Ils ont été sélectionnés car ils représentent les éléments applicables à la situation française. Ainsi, et en cohérence avec la méthodologie d'harmonisation du prix de règlement des écarts (ISH), le présent rapport d'accompagnement expose les propositions de RTE pour faire évoluer le prix de règlement des écarts.

5.3. Situation actuelle

RTE peut faire appel à différents moyens pour assurer l'équilibre du système électrique, à la hausse comme à la baisse. Le déséquilibre résiduel après activation des offres d'ajustement, des services système (y compris le netting des écarts réalisé via la plateforme iGCC) se traduit par des écarts aux frontières.

Le prix moyen pondéré (PMP) reflète sur chaque pas demi-horaire le prix des énergies activées dans le sens de la tendance :

$$PMP = \frac{\sum_i P_i * V_i}{\sum_i V_i}$$

où V_i est le volume activé (dans le sens de la tendance) et P_i un prix associé déterminé comme suit :

- Pour les offres activées sur le MA, c'est le prix d'offre qui est utilisé (hors surcoût en cas d'activation pour motif réseau, marges ou services système). Pour les besoins satisfaits sur les plateformes européennes d'équilibrage, c'est le prix marginal calculé par la plateforme sur la zone de prix applicable à RTE.

- Pour les activations d'aFRR, d'IGCC, de FCR et l'écart aux frontières synchrones, c'est le prix spot qui est utilisé pour le calcul du PMP. Lorsque RTE sera connecté à la plateforme européenne d'échange d'aFRR, les activations seront valorisées au prix marginal calculé par la plateforme sur la zone de prix applicable à RTE.

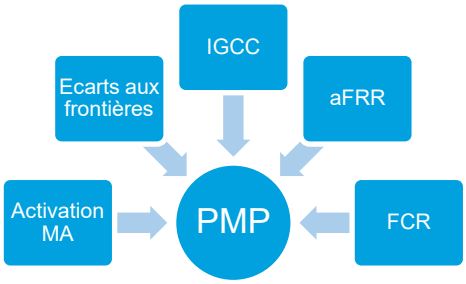


Figure 4 : Situation actuelle

La matrice actuelle utilise une référence de prix unique pour déterminer le prix de règlement des écarts :

- en tendance à la hausse, c'est par exemple le PMP_H qui sert de référence au prix de règlement des écarts pour les RE courts et pour les RE longs ;
- en tendance à la baisse, c'est par exemple le PMP_B qui sert de référence au prix de règlement des écarts pour les RE courts et pour les RE longs.

Matrice actuelle	Tendance hausse	Tendance baisse
PREp	$PMP_H - k*\|PMP_H\|$	$PMP_B - k*\|PMP_B\|$
PREn	$PMP_H + k*\|PMP_H\|$	$PMP_B + k*\|PMP_B\|$

La matrice actuelle intègre un coefficient k, qui s'applique à tous les RE déséquilibrés et qui a pour objectif de permettre un équilibre financier du CAE.

5.4. Proposition de RTE

En application de la méthodologie ISH, le calcul du déséquilibre et de la tendance du système électrique n'évoluera pas. Il en sera de même pour la matrice du prix de règlement des écarts qui utilise un prix de référence unique et dont l'utilisation est conforme à l'esprit de la méthodologie. RTE propose donc de maintenir ces éléments.

Concernant le calcul du prix moyen pondéré (PMP), la proposition suivante reprend les éléments d'évolution du PMP déjà présentés en novembre 2019 à l'occasion de la précédente consultation relative au projet d'évolution des règles MA-RE ainsi que lors de la phase de concertation associée.

Prise en compte des différentes énergies d'équilibrage dans le calcul du PMP	PMP actuel	PMP modifié
Réserve primaire - FCR (@ spot)	✓	✗
Réserve secondaire - aFRR (@ spot)	✓	✓
Réserve tertiaire - Activations sur le MA (@ prix d'offre hors surcoûts)	✓	✓
Besoin satisfait par les plateformes (@ prix marginal de la plateforme)	✓	✓
IGCC (@ spot)	✓	✗
Ecart aux frontières (@ spot)	✓	✗

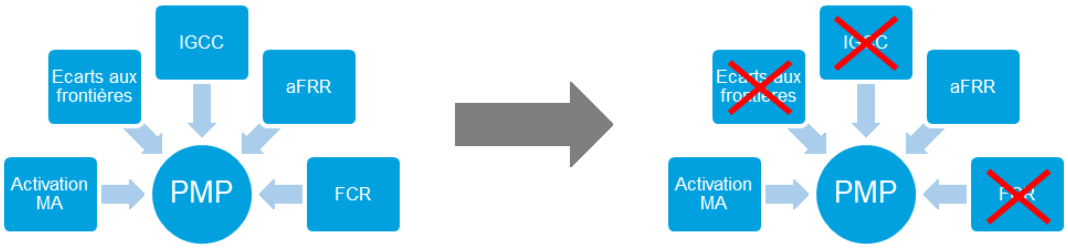


Figure 5 : Situation actuelle et proposition

Il convient de noter que cette évolution devrait réduire la contribution des volumes d'énergie au prix spot dans le calcul du PMP. Ceci devrait donc avoir pour conséquence des valeurs de PMP plus proches des prix des énergies d'activation dans le cadre du MA et des prix marginaux relatifs aux activations sur les plateformes européennes d'équilibrage. Ceux-ci sont en général plus élevés que le prix spot dans le sens de la hausse et plus faibles dans le sens de la baisse. Toutes choses égales par ailleurs, cette évolution aurait donc tendance à augmenter le PREp et PREn dans les situations de tendance hausse et à les diminuer en tendance baisse. Or le règlement des écarts donne surtout lieu à des versements des RE vers le compte ajustement-écarts (CAE) en tendance hausse, et du CAE vers les RE en tendance baisse. Cette évolution du PMP devrait donc légèrement impacter le solde du CAE à la hausse.

Les situations où RTE fait appel aux MEAS (échange de réserves de secours avec d'autres GRT) correspondent à des périodes où le prix de règlement des écarts doit refleter la valeur de rareté qui caractérise de telles périodes et donc le coût de l'équilibrage associé. Par conséquent, RTE estime qu'il est approprié de conserver les activations pour secours mutuel (MEAS) dans le calcul du PMP. Cette proposition s'appuie sur la possibilité d'inclure une composante de rareté dans le calcul du prix de règlement des écarts conformément à la méthodologie européenne.

Pour terminer, et pour parfaire la transposition de cette méthodologie ISH, RTE entend définir le calcul du prix de règlement des écarts si aucune activation n'a été réalisée dans la période de règlement des écarts considérée et dans une tendance donnée. Bien que la probabilité d'occurrence d'une telle situation reste extrèmement faible, le PMP aurait la valeur de l'énergie non activée sur le période de règlement des écarts considérée, laquelle correspondrait au prix de la première offre d'énergie d'équilibrage, standard ou spécifique, relative à la réserve tertiaire ou secondaire (i.e. parmis les offres d'énergie disponibles pour l'équilibrage suivant le processus de *Replacement Reserve* ou de *Frequency Restoration Reserve* en standard ou spécifique), qui aurait été appelée.

6. FIN DES RATTRAPAGES PHYSIQUES POUR COMPENSER LES ECARTS AUX FRONTIERES ET LEUR REMPLACEMENT PAR DES COMPENSATIONS FINANCIERES

6.1. Contexte et cadre réglementaire

De par la nature physique du réseau interconnecté, il existe inévitablement des écarts entre les programmes d'échanges et les flux physiques aux frontières. Dans la zone synchrone Europe Continentale, ces écarts étaient jusqu'à maintenant compensés en nature la semaine S+1 au moyen d'un « rattrapage physique », conformément au mécanisme décrit dans le *SAFA Policy on Accounting and Settlement*. Par exemple, dans la cas d'un « rattrapage physique en import » - défini à l'article 5.8 de la section 1 des règles MA-RE comme un programme de rattrapage qui conduit à ce que le système électrique français importe de l'énergie - une économie sur les achats pour compensation des pertes sur le RPT pouvait être réalisée par RTE, qui était ensuite valorisée au prix spot de référence des pas de règlement concernés pour être finalement intégrée dans les produits du Compte Ajustements-Ecarts (CAE). Ceci permettait, in fine, de transférer la compensation à la communauté des Responsables d'Equilibre (RE). Le mécanisme de valorisation fonctionnait également dans le cas d'un « rattrapage physique en export », lequel aboutissait à une valorisation dans les charges du CAE.

Néanmoins, ce mécanisme de valorisation indirecte et hebdomadaire des écarts aux frontières synchrones va évoluer vers un mécanisme de valorisation directe et journalière. En effet, les articles 50(3) et 51(1) du règlement EBGL requièrent la compensation financière de ces écarts et exigent que chaque composante de ces échanges « volontaires » et « involontaires » doit être comptabilisée. C'est ainsi l'objet du projet FSkAR (Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping Period) qui vise à la mise en œuvre de la méthodologie issue de ces articles de l'EBGL, des discussions avec les GRT européens et des échanges avec les régulateurs. Plus concrètement, les écarts définis pour FSkAR sont déterminés comme la différence entre les échanges physiques aux frontières synchrones (i.e. données de comptage validées entre les GRT frontaliers) et les programmes d'échanges qui incluent les échanges externes nettés agrégés (i.e. en anglais *aggregated netted external schedules* - ANES) et les échanges réalisés à travers les interconnexions virtuelles (i.e. en anglais *virtual tie lines* - VTL) pour chaque bloc RFP et pour une période de règlement donnée. Les ANES sont eux-mêmes composés des programmes d'échanges commerciaux externes et les programmes externes des GRT, conformément au règlement SOGL. Les échanges aux VTL peuvent contenir, entre autres, les échanges d'aFRR et du dispositif IGCC. Les énergies qui résultent du réglage primaire (FCP energy ou FCPE) et de la période de rampe (RP energy ou RPE) sont des composantes relatives aux échanges dits « volontaires » :

- la FCP résulte de l'activation de la FCR (Frequency Containement Reserve) à travers la zone synchrone et est proportionnelle à la déviation de la fréquence selon un facteur K ;
- la RP résulte de l'application de rampes sur les échanges « volontaires ». Elles durent 10 minutes et commencent 5 minutes avant l'échange programmé.

La troisième composante, qui est considérée comme le terme résiduel, correspond aux échanges dits « involontaires ».

Ainsi, le but du processus de valorisation FSkAR est de réaliser le comptage et la facturation de ces composantes :

- la phase comptage consiste à récupérer la FCP, la RP ainsi que les échanges « involontaires » pour chaque zone et bloc RFP ;
- ensuite la phase valorisation de ces composantes utilisera des prix basés dans un premier temps sur les prix du marché spot.

Actuellement, le processus de valorisation repose sur les écarts constatés « rendus » en nature d'une semaine sur l'autre (« rattrapage physique »). Ce mode de fonctionnement a fait apparaitre certains biais. Les objectifs de la financiarisation directe des écarts aux frontières synchrones sont donc:

- de gagner en précision en supprimant l'influence du facteur temps dans la valorisation de l'écart aux frontières synchrones ;
- d'éviter certaines pratiques qui consisteraient à ce qu'un GRT se satisfasse d'un déficit de production lorsque l'énergie d'équilibrage est chère ;
- de réduire la génération des écarts de fréquence qui en résulteraient ; et
- de ne plus impacter la sûreté du système en réduisant l'utilisation de la capacité pour les « rattrapages physiques ».

A partir de la validation de cette nouvelle méthodologie par les régulateurs, les GRT ont un an pour mettre en œuvre le mécanisme. La validation officielle des régulateurs ayant eu lieu fin mai 2020, le go-live de FSkAR est donc attendu pour le 1er juin 2021. Pour le bon fonctionnement de celui-ci, tous les GRT de la zone synchrone Europe Continentale doivent être prêts en même temps pour lancer ce nouveau processus de valorisation.

6.2. Proposition de RTE

Des éléments avaient déjà été introduits dans la version précédente des règles MA-RE mais certaines précisions devaient être ajoutées, notamment pour la valorisation attendue à la cible.

Par conséquent, la nouvelle version des règles MA-RE prévoit qu'à partir d'une date de bascule K les écarts aux frontières synchrones seront valorisés avec la moyenne du prix du marché journalier de tous les blocs de réglage fréquence-puissance (RFP) au sein de la Zone Synchrone Europe Continentale pour la période de règlement GRT-GRT considérée, pondérée par la valeur absolue de la somme des échanges « volontaires » et « involontaires » d'énergie. Logiquement, et à cette même date, la valorisation des « rattrapages physiques » sera remplacée dans le CAE par la « compensation financière » des écarts aux frontières synchrones qui découle du nouveau processus.

7. EVOLUTIONS APPORTEES AU CHAPITRE E

Les principales évolutions apportées au chapitre E des Règles visent à introduire le Contrat Unique en Injection. En effet la délibération n°2018-027 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) prévoit que le GRD conclut avec le Fournisseur qui le souhaite un contrat relatif à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution, afin de permettre à ce dernier de proposer à un Client en autoconsommation, alimenté en basse tension et de Puissance Souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, un contrat regroupant achat de l'énergie électrique produite par l'installation de production du Client et accès au RPD (appelé Contrat Unique en Injection). Dans ce cas, le Fournisseur assure l'achat exclusif de l'énergie du Client et ce dernier n'est pas obligé de conclure lui-même un contrat d'accès au Réseau avec le GRD. Un acteur du marché, n'ayant pas la qualité de Fournisseur, peut également être Acheteur et proposer un contrat regroupant achat de l'énergie électrique produite par l'installation de production et accès au RPD pour un Client autoconsommateur alimenté en basse tension et de Puissance inférieure ou égale à 36kVA.

Pour accompagner cette évolution, les définitions « Acheteur GRD-A », « Contrat Unique en Injection » et « Contrat GRD-A (ou GRD-Acheteur) » ont été ajoutées dans le chapitre A. Les définitions « Contrat Unique » et « Contrat GRD-F (ou GRD-Fournisseur) » ont également été modifiées par souci d'homogénéité.

Les autres évolutions apportées visent à :

- expliciter qu'un fournisseur, lorsqu'il s'agit d'une entreprise locale de distribution (ELD) qui s'approvisionne partiellement au tarif de cession pour la fourniture des Sites de Soutirage disposant d'un contrat au tarif réglementé de vente, peut désigner plusieurs Responsables d'Equilibre et plusieurs périmètres pour le rattachement de ces Sites de Soutirage. Dans le cas où le RE approvisionnant l'ELD au tarif de cession assure également le rôle de « RE bouclant » (conformément aux dispositions simplifiées décrites au B.1.2.3), ceci implique que les sites rattachés à un autre RE ne seront pas affectés au RE bouclant,
- et à expliciter les modalités d'estimation par les GRD des volumes effacés pour les sites de soutirage en modèle corrigé qui participent à l'expérimentation sous-mesure des règles NEBEF, et ce pendant la durée de l'expérimentation.

8. AUTRES EVOLUTIONS

8.1. Ajout et mise à jour de définitions

L'ensemble des définitions mises à jour ou ajoutées sont recensées dans les tableaux ci-dessous.

Section	*Définitions ajoutées*
Section 1	• Bloc de réglage fréquence-puissance ou bloc RFP • Offre Standard de RR Bloquée par RTE • Section
Section 2	• Acheteur GRD-A • Contrat GRD-Acheteur (ou Contrat GRD-Acheteur)

Section	*Définitions mises à jour*
Section 1	• Délai de Neutralisation entre Activations ou DNA • Documentation Technique de Référence du Réseau Public de Transport ou Documentation Technique de Référence ou DTR • Durée Maximale d'Utilisation ou DOmax • Durée Minimale d'Utilisation ou DOmin • Entité de Programmation ou EDP • Participation Symétrique • Participation Dissymétrique • Plage de Contrôle d'une EDA, en lien avec l'arrivée nouveau modèle de valorisation des ajustements
Section 1 et Section 2	• Contrat Unique • Installation de Stockage Stationnaire d'électricité ou ISS ou Site de stockage stationnaire • Site • Site de Stockage Stationnaire • Site Internet de RTE
Section 2	• Auxiliaires • Contrat GRD-Fournisseur (ou Contrat GRD-F) • Contrat Unique en Injection • Modèle Contractuel • Modèle Corrigé • Modèle Régulé • Mois Civil ou Mois • STEP • Système d'Information RTE ou SI RTE • Volume Réalisé ou Vr

8.2. Mise à jour relative à la connexion de RTE à la plateforme européenne TERRE et à la mise en place du nouveau modèle de valorisation

La version des règles MA-RE v9.1 actuellement en vigueur comporte plusieurs articles devenus caducs suite à la mise en place du nouveau modèle de valorisation le 1er décembre 2020 et à la connexion de RTE à la plateforme européenne d'échange de produit standard de RR (TERRE) le 2 décembre 2020.

Ainsi, les dispositions qui étaient en vigueur avant la date T (arrivée du nouveau modèle de valorisation) ont été supprimées dans la version des règles MA-RE v9.2. La mention à la date M (possibilité de transmettre un programme de marche standard) a également été supprimée.

Des dispositions transitoires qui ont permis de préciser certaines modalités provisoires dans l'attente de la connexion de RTE à la plateforme ont également été supprimées. Cela concerne notamment certaines modalités transitoires relatives à la pre-qualification. En effet, les dispositions d'initialisation de la pre-qualification préalables à la connexion de RTE à la plateforme TERRE, mentionnées dans l'article 4.2.2.1 de la section 1 des règles MA-RE, ont été mises à jour car elles ne s'appliquaient qu'à la période antérieure à la connexion à la plateforme TERRE.

8.3. Prérequis de respect des exigences de raccordement pour participer au marché

RTE souhaite préciser à l'article 4.2.1.2 des règles MA-RE que l'accès au mécanisme d'ajustement d'une entité d'ajustement est conditionné au respect des exigences de raccordement sur le réseau public de transport ou de distribution pour l'ensemble des sites qui la composent.

Afin de participer aux mécanismes de marché et donc livrer les énergies d'équilibrage physiquement sur le réseau, RTE souhaite s'assurer que les installations sont bien conformes et raccordées physiquement. Ainsi la participation effective au marché d'une entité d'ajustement est conditionnée par le respect, pour tous les sites constituant l'entité d'ajustement, des critères suivants:

- Pour les sites raccordés sur le RPT directement : la signature de la convention d'exploitation définitive ;
- Pour les sites raccordés sur le RPT indirectement : la signature de la convention d'exploitation définitive ou le cas échéant, l'obtention de la « Notification opérationnelle finale » ;
- Pour les sites raccordés sur le RPD : la mise en service.

8.3.1. Responsabilité du responsable de programmation en cas d'oubli de transmission de PA

Le responsable de programmation est garant de la transmission du programme d'appel dans les délais impartis mentionnés dans les règles MA-RE.

L'article 3.2.2.3.1 des règles MA-RE décrit le processus à suivre lorsque le responsable de programmation n'a pas transmis le programme d'appel. Une modification a été apportée pour préciser que RTE n'est pas responsable de contacter le responsable de programmation lorsque celui-ci n'a pas transmis son programme d'appel en J-1. En effet, l'application TOPASE permet au responsable de programmation de connaître le statut de l'acceptation de son programme d'appel via une IHM ou API.

Les modalités concernant le programme d'appel tracé par RTE en cas de non transmission du programme d'appel par le responsable de programmation restent inchangées : le programme d'appel tracé par RTE sera considéré comme égal à zéro.

8.4. Échéance de transmission des offres sur une EDA nouvellement créée

Les acteurs d'ajustement peuvent déposer des offres d'ajustement spécifiques ou standard à partir de sept jours avant la date d'application de l'offre. RTE souhaite préciser que dans le cas où une EDA est nouvellement créée, l'acteur d'ajustement peut déposer ses offres à partir de la date de création de l'offre.

Les modifications ont été faites à l'article 4.3.3 des règles MA-RE.

8.5. Homologation aux méthodes de contrôle du réalisé

8.5.1. Rappel sur l'homologation aux méthodes prévision et historique

Depuis le 1er janvier 2017 sur NEBEF et depuis le 1er janvier 2018 sur le MA, les sites de soutirage télérelevés peuvent choisir les méthodes de contrôle du réalisé par prévision et par historique en demandant à être homologués à ces méthodes :

- La méthode par prévision de consommation consiste en une transmission de prévisions de consommation servant de référence pour le contrôle du réalisé.
- La méthode par historique de consommation consiste en une transmission des indisponibilités intégrées au calcul de la référence pour le contrôle du réalisé.

L'homologation initiale atteste que la qualité des prévisions envoyées par l'acteur ou de l'utilisation de l'historique permettent bien de constituer une courbe de référence suffisamment fiable pour le contrôle du réalisé des effacements de consommation. Elle est réalisée avant que le site ne puisse commencer à utiliser la méthode choisie.

Une fois le site homologué, un suivi mensuel est réalisé pour vérifier la qualité des prévisions ou de l'historique. Le suivi permet de vérifier que les critères sont respectés sur la période de contrôle [M-12; M-2]. Au bout de 3 mois pour lesquels le site fait l'objet d'un non-respect de la qualité des prévisions, le site perd son homologation.

8.5.2. Proposition de RTE en vue de l'harmonisation avec les règles NEBEF 3.3

Les règles NEBEF 3.3 ont introduit des évolutions visant à simplifier le processus d'homologation aux méthodes prévision et historique. Ces évolutions à court-terme ne portent pas sur le principe des méthodes par prévision et historique, ni sur les niveaux quantitatifs en termes d'exigences de précision :

- Le processus d'homologation à la méthode par historique est simplifié en le limitant à une demande d'homologation déclarative et en ne gardant que le suivi mensuel pour la vérification du respect des critères ;
- Les modalités actuelles du processus d'homologation à la méthode par prévision sont conservées en attendant de concerter des nouvelles modalités de mise en œuvre.

L'ensemble des évolutions liées à l'homologation aux méthodes de contrôle du réalisé est détaillé dans le rapport d'accompagnement de la saisine des règles NEBEF 3.3.

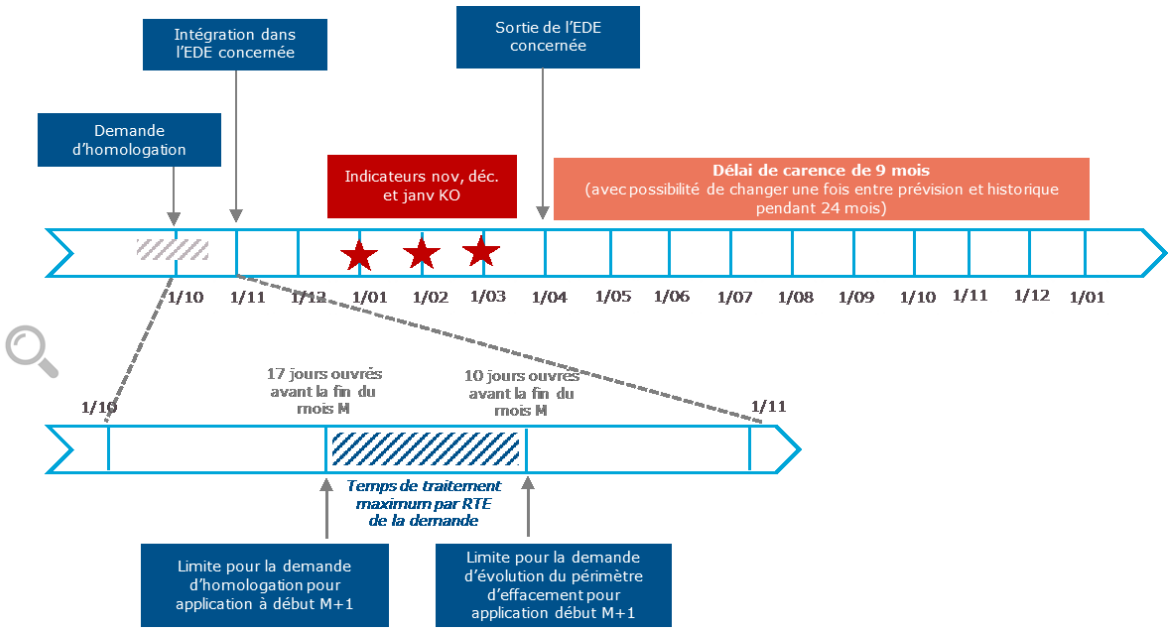


Figure 6 - Récapitulatif du processus d'homologation à la méthode par historique

L'application de cette proposition de simplification de l'homologation pour la méthode par historique entrera en vigueur avec les règles MA-RE v9.2 faisant l'objet de la présente consultation.

Les modifications ont été faites aux articles 4.5.2.2.2.3 et 4.5.2.2.2.4 des règles MA-RE. La structure de ces paragraphes a également été fortement modifiée pour en faciliter la lecture et la compréhension.

8.6. Echéance d'envoi des volumes réalisés au GRD pour les sites au modèle corrigé

8.6.1. Contexte

Les règles MA-RE v8.1 prévoyaient que les volumes réalisés des sites au modèle corrigé de la semaine S soient envoyés par RTE aux GRD concernés en S+2 au lieu de M+1. Cette évolution était prévue à une date de bascule qui a ensuite été définie au 2 janvier 2020. Cette date, initialement liée à la connexion de RTE à TERRE et au nouveau modèle de valorisation, avait été explicitement inscrite dans les règles MA-RE. Ce passage de M+1 à S+2 devait permettre à RTE de fournir aux GRD les volumes réalisés des sites au modèle corrigé pour qu'ils puissent être intégrés dans le bilan global de consommation (BGC) S+2 et dans le calcul d'écart en S+3.

Les règles MA-RE v9 ont intégré de nouvelles échéances de publication des écarts en S+1, tout en maintenant une échéance d'envoi des volumes réalisés aux GRD en S+2 pour permettre une intégration dans le BGC en M+1.

8.6.2. Proposition de RTE

Malgré ce calendrier d'échange de données, il est apparu que le BGC en M+1 (calculé par le GRD la deuxième semaine du M+1) risquait d'être incomplet puisque les volumes réalisés de la dernière semaine du mois M pourraient ne pas y avoir été intégrés.

Ainsi, RTE propose de maintenir les modalités actuelles d'envoi des volumes réalisés pour les sites au modèle corrigé en M+1 et de ne pas passer à un envoi en S+2.

Les modifications ont été faites à l'article 4.7.1.1.1 des règles MA-RE.

8.7. Délai de publication des indicateurs du Mécanisme d'Ajustement

8.7.1. Contexte

L'article 4.10.1.1 engage RTE à publier une partie des indicateurs et informations publiques du Mécanisme d'Ajustement, à savoir les marges, les prix, les volumes, le DMO et le DOmin au plus tard 5 minutes après le pas demi-horaire concerné.

Avec l'arrivée d'un nouveau SCADA, l'activation de la réserve secondaire au Merit Order et la connexion à PICASSO, la volumétrie et la complexité des calculs sont plus conséquentes, pouvant ponctuellement rendre impossible la publication sous un délai de 5 minutes.

8.7.2. Proposition de RTE

RTE propose un ajustement de ce délai de 5 minutes pour tenir compte de ces contraintes. La publication des marges, prix, volumes, DMO et DOmin se fera donc au plus proche du temps réel et au plus tard 10 minutes après le pas demi-horaire concerné. Aucun changement opérationnel n'est associé à cette évolution et RTE met tout en œuvre pour que la nouvelle chaîne applicative respecte le délai le plus court possible.

L'article 4.10.1.1 prévoit également la publication des avis et des volumes d'énergie échangés entre GRT au plus tard 60 minutes après le pas demi horaire, et les données TERRE au plus tard 30 minutes après le pas demi horaire. Ces délais restent inchangés.

8.8. Prise en compte de la plateforme européenne d'échange d'aFRR (PICASSO) dans les règles MA-RE

La mention « plateforme » avait été introduite dans les Articles 5.5 et 5.10 de la section 1 pour tenir compte de l'arrivée de la plateforme européenne TERRE. Il s'agissait ainsi d'introduire dans le Compte Ajustements-Ecarts (CAE) la prise en compte des échanges d'énergie d'équilibrage avec d'autres GRT dans le cadre d'une liste de préséance économique commune.

Pour anticiper l'arrivée d'autres plateformes européennes, et notamment la mise en œuvre d'une plateforme européenne d'échange d'énergie de réserve de restauration automatique de la fréquence (i.e. aFRR avec la plateforme PICASSO), RTE propose d'utiliser entre autres la mention « plateformes » au pluriel dans les Articles en question.

Dans cette même logique d'anticipation et de clarification, l'Article 5.3 de la section 1 relatif aux coûts et surcoûts des ajustements a été clarifié afin d'éviter toute incohérence. Par conséquent, la mention à l'Article 5.5 a donc été enlevée et il a été précisé qu'il s'agit du prix marginal de la plateforme européenne TERRE qui peut entrer en compte, le cas échéant, dans le calcul des surcoûts d'ajustements.

8.9. Mise en place de la signature électronique

RTE fait évoluer ses processus de signature afin de permettre la signature de l'accord de participation aux règles relatives au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre via la signature électronique.

L'Article 2.4.3 « Entrée en vigueur et durée de l'Accord de Participation » de la section 1 et l'Article C.3.2 « Entrée en vigueur et durée du Contrat » de la section 2 ont été enrichis de la mention suivante : *« Il* [Accord de Participation] *fait l'objet d'une signature électronique simple en conformité avec le règlement eIDAS 910/2014 du 23 juillet 2014 sur l'identification électronique et les services de confiance pour les transactions électroniques au sein du marché intérieur. »*

8.10. Modification des annexes C7 et C7bis relatives à l'Accord de Rattachement d'un élément d'injection ou de soutirage au périmètre d'un Responsable d'Equilibre

Suite à la refonte du Contrat de Prestations Annexes et Service de décompte, des précisions ont été apportées dans les annexes C7 et C7bis (« Accord de rattachement d'un élément d'injection ou de soutirage au périmètre d'un responsable d'équilibre ») sur le cadre des informations devant être communiquées au Responsable d'Equilibre.

Aujourd'hui, ces annexes précisent que l'envoi doit se faire lorsqu'il y a une modification du Contrat de Service de Décompte. RTE souhaite expliciter que cette obligation concerne également la souscription et la résiliation.

Il est également précisé qu'en cas de défaut de rattachement d'un site en Décompte, le client de tête porte la responsabilité d'en informer son Responsable d'Equilibre.

9. ANNEXE 1 - TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES INDICATIVES DE MISE EN ŒUVRE

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 avec une lettre 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.

Section	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à une date différente de l'entrée en vigueur des règles			
1	Simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur MA/NEBEF pour le cas 10% *Dates héritée de la précédente version v8.1*	Date A (section 1)	2021
1	Constitution et évolution du périmètre d'ajustement : l'accord AA-RE ne sera pas exigible pour la participation des sites de production en obligation d'achat *Date héritée des règles v8.3*	Date B (section 1)	-
1	Une entité de réserve de type soutirage peut être composé de plusieurs EDP soutirage (ou EDP si stockage faisant de l'ajustement)	Date C (section 1)	S2 2021
1	Programmation des capacités de production RPD-Installations ne participant pas au MA *Date héritée des règles v8.3*	Date D (section 1)	2022
1	Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage profilées *Date héritée des règles v8.3*	Date E et E' (section 1)	-
1	Envoi, par les acteurs d'ajustement, des GRDs concernés par chacune des EDA.	Date F (section1)	Mi 2021
1	Les EDA injection RPD ne peuvent plus être offertes qu'en mode implicite	Date I (section 1)	A définir selon les résultats de l'appel à contribution
1	Fin des rattrapages physiques aux frontières synchrones	Date K	S2 2021
1	Transmission des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques par le receveur d'ordre *Date héritée des règles v9*	Date M' (section1)	Fin 2021

1	Transposition de la méthodologie Imbalance Settlement Harmonisation pour le calcul du prix de règlement des écarts	Date N (section 1)	T4 2021 – T1 2022
1	Evolution des publications *Date héritée des règles v9*	Date P (section 1)	T1 2021
1	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la pré-qualification *Date héritée des règles v9*	Date R (section 1)	2022
1	Stockage : étape 2 permettant une pleine valorisation du stockage	Date S (section 1)	S2 2021
1	Evolution du critère de défaillance *Date héritée des règles v9*	Date U (section 1)	S1 2022
1	Evolution des modalités de calcul des volumes commerciaux des offres activées spécifiques *Date héritée des règles v9*	Date V (section 1)	Début 2022
1	Fin de la période d'exploitation sous contrôle	Date X (section 1)	S2 2021
1	Evolution des modalités de calcul des marges et de leur publication	Date Z (section 1)	S1 2021
2	Dématérialisation des annexes C7, C8 et C9	Date J (section 2)	T1 2021