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

- Novembre 2019 -

1 Exposé des motifs 4
2 Participation du stockage au mécanisme d'ajustement 7
2.1 Etape 1 : adapter le cadre de définitions 8
2.1.1 Mise à jour des définitions des règles MA 8
2.1.2 Considération en tant qu'installation de stockage ou en tant que site sur le MA 9
2.1.3 Dispositions transitoires jusqu'à la date « S » 10
2.1.4 Adaptation des définitions de la section 2 des règles MA-RE 10
2.2 Etape 2 : permettre la pleine valorisation du stockage sur le MA 10
2.2.1 Introduction – besoins d'évolutions 10
2.2.2 Exigences de remontée de données sur le MA 11
2.2.3 Modalités de Programmation 11
2.2.4 Modalités de rattachement d'une installation de stockage à une EDA 13
2.2.5 Modalités de soumission d'offres 15
2.2.6 Modalités liées à la gestion du stock 16
2.2.7 Modalités de calcul des volumes réalisés 16
2.2.8 Valorisation des ajustements pour les EDA composées d'installations de stockage 17
2.3 Etapes 3 et suivantes 17
3 Evolution du calcul de marges 19
3.1 Le modèle de sureté mis en œuvre par RTE 19
3.2 RTE adapte l'évaluation des marges 19
3.2.1 Présentation de l'adaptation de l'évaluation des marges 19
3.2.2 Proposition d'évolution de RTE 20
3.3 RTE renforce la transparence du modèle « marge » 20
3.3.1 Contexte de l'évolution 20
3.3.2 Une évolution progressive depuis 2017 21
3.3.3 Vers une publication renforcée des marges d'exploitation 21
4 Déclinaison du Règlement *Emergency and Restoration* 23
4.1 Contexte 23
4.2 Proposition 23
4.2.1 Les grands principes issus de la concertation 23
4.2.2 Suspension des activités de marché 24
4.2.3 Rétablissement des activités de marché 24
4.2.4 Règlement financier en cas de suspension des activités de marché 25
5 Evolutions liées à la mise en œuvre de TERRE 26
5.1 Période d'exploitation sous contrôle 26
5.1.1 Contexte et proposition de RTE 26
5.1.2 Rappel sur les dates liées à TERRE 26
5.2 Interactions entre les offres standard de RR et les réserves rapide et complémentaire 26
5.2.1 Contexte 27
5.2.2 Proposition de RTE 27
5.3 Modalités transitoires pour la dégradation des SSY 27
5.3.1 Contexte 27
5.3.2 Proposition de RTE 27
5.4 Compensation des offres non partagées à la plateforme 28
5.4.1 Contexte réglementaire 28
5.4.2 Rappel sur les différentes concertations MA-RE 29
5.4.3 Proposition de RTE 29
5.5 Calcul du volume réalisé 30
5.6 Correction du calcul du critère de défaillance 30
5.6.1 Ajout d'un critère de défaillance 30
5.6.2 Correction du calcul du volume défaillant des EDA 30
5.6.3 Correction du calcul des pénalités 30
5.7 Contrôlabilité des interconnexions 31

5.7.1 Introduction 31
5.7.2 Principe et calcul des prix 31
5.7.3 Impacts sur la rémunération des acteurs d'ajustement 32
5.7.4 Impacts sur le calcul du « surcoût » d'ajustement 32
5.7.5 Impacts sur le calcul du PMP et de la tendance 33
5.7.6 Impacts sur le calcul du CAE 33
6 Evolution du prix de règlement des écarts 34
6.1 Introduction et contexte 34
6.2 Modalités de calcul du prix moyen pondéré 35
6.2.1 Situation actuelle 35
6.2.2 Cadre règlementaire 36
6.2.3 Proposition d'évolution des modalités de calcul du prix moyen pondéré 37
6.3 Evolution de la matrice du prix de règlement des écarts 38
6.3.1 Situation actuelle 38
6.3.2 Cadre règlementaire 38
6.3.3 Proposition d'évolution de la matrice du prix de règlement des écarts 38
6.4 Evolution des règles relatives à la modification du coefficient K 40
6.4.1 Situation actuelle 40
6.4.2 Proposition de suppression du rejeu du k' 40
6.5 Calendrier indicatif 41
7 Intégration des Nouvelles Interconnections Dérogatoires 42
7.1 Contexte 42
7.2 Impacts de l'intégration des NID sur le dispositif RE 42
8 Autres évolutions 44
8.1 Harmonisation et actualisation des dispositions générales 44
8.2 Modalités de tests prévues par des dispositions règlementaires 44
8.3 Evolution de la gestion des périmètres 45
8.3.1 Fiabilisation du processus de gestion des périmètres sur le mécanisme d'ajustement 45
8.4 Programmation 45
8.4.1 Qualité de responsable de programmation 45
8.4.2 Modifications de l'annexe 6 relative à l'évolution du CART GMP 46
8.4.3 Participation des sites de soutirage aux services système 47
8.5 Harmonisation de l'échéance d'envoi des courbes de charge pour les sites de soutirage profilés 48
8.5.1 Contexte 48
8.5.2 Proposition de RTE 49
8.6 Evolution sur les conditions d'utilisation des offres spécifiques 49
8.6.1 Contexte 49
8.6.2 Proposition de RTE 49
8.7 Evolution concernant le traitement des indisponibilités non programmées du réseau public de transport (hors réseau d'évacuation) 49
8.7.1 Extension du cadre dérogatoire prévu pour les activations par le biais d'un automate 49
8.7.2 Réorganisation des dispositions concernant les indisponibilités non programmées du réseau public de transport 51
8.8 Autres évolutions relatives au dispositif de responsable d'équilibre 51
8.8.1 Autres évolutions du chapitre A à D 51
8.8.2 Evolutions du chapitre E 52
9 Annexe 1 - Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 54

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 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, 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 CURTE a initié un processus de concertation en plusieurs phases avec les acteurs de marché. La première partie de ce processus de long terme se poursuivra jusqu'à la mise en œuvre de la plateforme européenne TERRE. Elle se poursuivra dans les années à venir afin d'accompagner le développement d'un marché d'ajustement européen et la transition énergétique. Les présentations faites dans le cadre de ce GT sont disponibles sur le site Concerte.

Périmètre de l'évolution proposée

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

- élargissement des possibilités de participation et de valorisation du stockage au mécanisme d'ajustement ;
- évolution de calcul des marges et des publications associées ;
- déclinaison du règlement européen *Emergency and Restoration ;*
- évolutions complémentaires pour préparer l'arrivée de la plateforme de RR ;
- insertion des nouvelles interconnexions dérogatoires (NID).

D'autres évolutions plus mineures des règles ont été ajoutées dont les contours sont présentés au chapitre 5 pour les évolutions relatives au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

En complément de ces évolutions, RTE propose de faire un point d'étape de concertation dans le présent rapport d'accompagnement sur deux sujets qui ne font pas l'objet de modification des règles dans cette version (i) compensation des offres non-partagées sur la plateforme TERRE et (ii) évolution du prix de règlement des écarts. L'objectif est de faire une synthèse des travaux menés en 2019 dans le cadre du GT et de donner de la visibilité sur les orientations proposées et les prochaines étapes.

Processus de concertation

La concertation associée à la présente évolution des règles MA-RE a démarré en janvier 2019 dans le cadre du GT « Evolutions des règles MA-RE ».

Afin de recueillir les contributions des acteurs de marché sur les différents axes de travail de ce projet d'évolution des règles MA-RE, RTE a organisé deux appels à contributions durant l'année 2019.

Du 23 mai au 17 juin 2019, RTE a invité les acteurs à participer à un appel à contributions sur l'évolution du prix de règlement des écarts.

Du 21 juin au 24 juillet 2019, RTE a invité les acteurs à s'exprimer via un second appel à contributions sur les sujets suivants :

- La compensation des offres non partagées sur la plateforme TERRE ;
- L'évolution de la gestion des périmètres ;
- L'insertion du stockage dans les règles MA-RE.

Les contributions sont disponibles sur le site concerte de RTE[1].

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.

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 second trimestre 2020 après instruction et approbation par la CRE.

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

2 PARTICIPATION DU STOCKAGE AU MECANISME D'AJUSTEMENT

Le développement des moyens de stockage est un enjeu essentiel de la transition énergétique afin d'accompagner 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. Les moyens de stockage commencent d'ailleurs à être intégrés dans d'autres mécanismes, comme les services systèmes (SSY). C'est dans cette perspective que RTE souhaite proposer un cadre pour la participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement[2]. 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 DOmin plus courts (de 15 minutes par exemple). Cette proposition d'évolution est également en ligne avec l'explicitation du stockage comme moyen d'ajustement dans le Paquet Energie Propre pour Tous les Européens[3].

RTE précise que l'intégration des moyens de stockage dans les règles ne vise pas à traiter les cas qui s'apparenteraient à du report de charge uniquement, mais bien à la conversion d'énergie électrique sous forme d'énergie stockable et sa reconversion ultérieure sous forme d'électricité.

Les grands principes visés par RTE sont, entre autres :

- Adapter le cadre réglementaire actuel du mécanisme d'ajustement aux moyens de stockage pour leur permettre de valoriser pleinement les services qu'ils peuvent apporter au réseau dans le cadre de l'équilibrage du système électrique et d'évoluer sur un terrain de jeu adapté et équitable par rapport aux capacités actuelles ;
- Proposer un cadre évolutif limitant autant que possible les évolutions des règles actuelles afin d'accélérer la mise en œuvre des principes proposés.

RTE propose ainsi de séquencer l'intégration du stockage au MA suivant des macro-étapes « logiques ». Les premières étapes permettront de définir le socle nécessaire à une intégration minimale du stockage sur le mécanisme d'ajustement. RTE continuera la concertation sur les étapes ultérieures permettant l'élargissement de ce socle en répondant en priorité aux demandes des acteurs de marché.

Les principales macro-étapes proposées par RTE sont :

- Etape 1 : adapter le cadre de définitions
- Etape 2 : permettre la pleine valorisation du stockage sur le MA
- Etape 3a : proposer un cadre de programmation propre au stockage
- Etape 3b : élargir les possibilités d'agrégation pour le stockage
- Etapes 4 et suivantes : élargir les possibilités de gestion de stock

Ces étapes ont été présentées sous la forme d'une proposition de feuille de route en GT MA-

[2] Certains moyens de stockage participent déjà au mécanisme d'ajustement, notamment les centrales hydrauliques disposant de capacité en turbinage et en pompage. Mais il s'agit donc de moyens disposant de caractéristiques spécifiques (unités raccordées au réseau public de transport, stock d'énergie important…) ne reflétant pas les nouveaux gisements de flexibilité.

[3] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0054.01.ENG&toc=OJ:L:2019:158:TOC

RE.

L'appel à contributions n'ayant pas permis d'identifier des cas d'usages précis, RTE propose d'intégrer dans les règles MA, dès la version V9.1, les étapes 1 et 2 permettant aux acteurs une participation effective, et une pleine valorisation des capacités de stockage sur le MA.

Les étapes suivantes seront intégrées dans les versions ultérieures des règles. Les priorités des étapes pourront être revues lors de la concertation.

2.1 Etape 1 : adapter le cadre de définitions

RTE considère que le cadre de définition actuel ne permet pas une interprétation claire et suffisante permettant à un moyen de stockage de participer au MA. Entre autre, RTE considère que dans le cadre des règles MA-RE, il est nécessaire d'identifier un nouveau type de « site » permettant l'injection et le soutirage pour un même ajustement.

2.1.1 Mise à jour des définitions des règles MA

Les règles MA-RE font actuellement référence à deux types de sites permettant aux acteurs d'ajustement de proposer des offres via des EDA. Ces sites peuvent être considérés comme « injectant » ou « soutirant » de l'énergie sur le réseau, mais ne prévoient pas le traitement des deux comportements en même temps au sens du MA. Les processus tels que le contrôle du réalisé (ex : traitement des courbes de charge) sont définis suivant cette différenciation.

Le comportement « symétrique » attendu des moyens de stockage par rapport à l'injection et au soutirage d'énergie sur le réseau nécessite donc une évolution du cadre de définitions actuel, notamment la possibilité de valoriser un ajustement aboutissant à une inversion du flux entre le site et le réseau public d'électricité.

De la même façon qu'il existe des définitions dans les règles pour les sites d'injection et de soutirage, RTE introduit de nouvelles définitions reflétant le comportement des moyens de stockage.

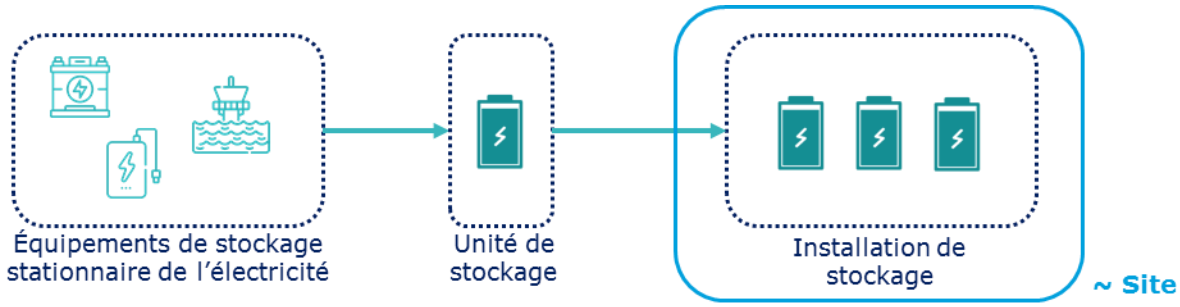
Ces définitions sont cohérentes entre les différents mécanismes (MA, SSY, RE, etc.) et avec les définitions proposées au niveau des groupes de travail européens.

- **Unité de Stockage Stationnaire:** Ensemble d'équipements de Stockage Stationnaire d'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, et de la restituer ultérieurement en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité.

- **Installation de Stockage Stationnaire** : Unité de Stockage Stationnaire ou un ensemble d'unités de stockage Stationnaires installées sur un même site, exploitées par le même Stockeur. L'Installation englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur.

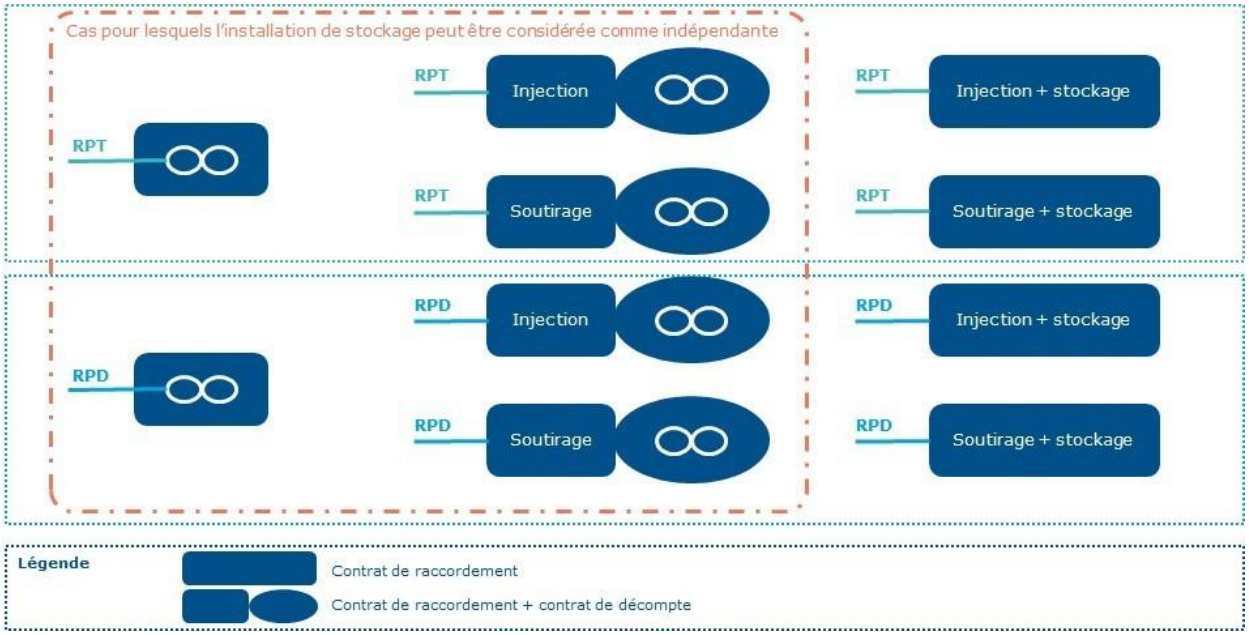
- **Stockeur :** Propriétaire ou exploitant d'une installation de stockage d'électricité

Pour faire un parallèle avec les définitions existantes pour l'injection et le soutirage, l'unité de stockage se rapproche de la notion de groupe de production, et l'installation de stockage de celle d'un site.



2.1.2 Considération en tant qu'installation de stockage ou en tant que site sur le MA

Pour pouvoir participer au mécanisme d'ajustement en tant qu'installation de stockage (et donc de se voir appliquer la définition décrite au paragraphe précédent), une capacité devra (i) être raccordée au réseau public d'électricité de manière isolée, sans être intégrée à un site de consommation ou à un site comprenant des installations de production, (ii) ou, dans le cas où le moyen de stockage fait partie d'un site de consommation ou d'un site comprenant d'autres installations de production, disposer d'un contrat de service de décompte permettant de mesurer l'énergie aux bornes de l'installation de stockage. Dans le cas où une installation de stockage dispose d'un contrat de décompte, alors est obligatoirement considérée comme un site, et ne peut donc être agrégée qu'au sein d'une EDA.



2.1.3 Dispositions transitoires jusqu'à la date « S »

RTE propose d'introduire une date « S » correspondant à la date de mise en œuvre effective des dispositions correspondant à l'étape 2 décrite au chapitre suivant (possibilité de valoriser pleinement le stockage sur le MA)

Avant cette date « S », et pour permettre au stockage de participer au MA avec un cadre juridique clair, même si avec des possibilités limitées, RTE propose qu'il soit possible qu'une installation de stockage se comporte comme site d'injection (resp. soutirage) dans le cas où le comportement attendu sur le MA ne serait que de l'injection (resp. soutirage) d'énergie sur le réseau.

Cette possibilité ne nécessitant que peu d'évolution du cadre actuel pourrait entrer en vigueur rapidement. Elle fait notamment suite aux réponses à l'appel à contributions soulevant qu'il serait intéressant, de façon transitoire pour les acteurs de marché, de pouvoir valoriser sur le MA des installations de stockage sous la forme d'un site (d'injection ou de soutirage).

Il est à noter qu'en conséquence, l'installation de stockage « héritera » des mêmes obligations applicables aux sites, et qu'il ne sera pas possible pour l'acteur d'ajustement de valoriser sa capacité pour l'énergie « soutirée » (resp. « injectée ») lors de la réalisation d'une offre (hausse ou baisse) qui a été proposée avec un site d'injection (resp. soutirage). Ce principe correspond au traitement actuel lié aux sites d'injection et de soutirage.

Enfin, les règles ne permettant pas d'avoir un site (ou dans le cas présent une installation de stockage) présent dans deux EDA, l'acteur d'ajustement devra choisir entre la valorisation côté injection ou soutirage.

2.1.4 Adaptation des définitions de la section 2 des règles MA-RE

Dans un premier temps, afin de limiter l'impact des règles RE, il est proposé d'assimiler le traitement de l'installation de stockage en fonction son contrat de raccordement RPT ou RPD. Une installation de stockage sera donc assimilée à un site d'injection ou un site de soutirage dans le contexte des règles RE, le traitement RE des volumes injectés et soutirés étant fait actuellement de façon « symétrique » injection/soutirage, quel que soit la typologie du site (injection ou soutirage).

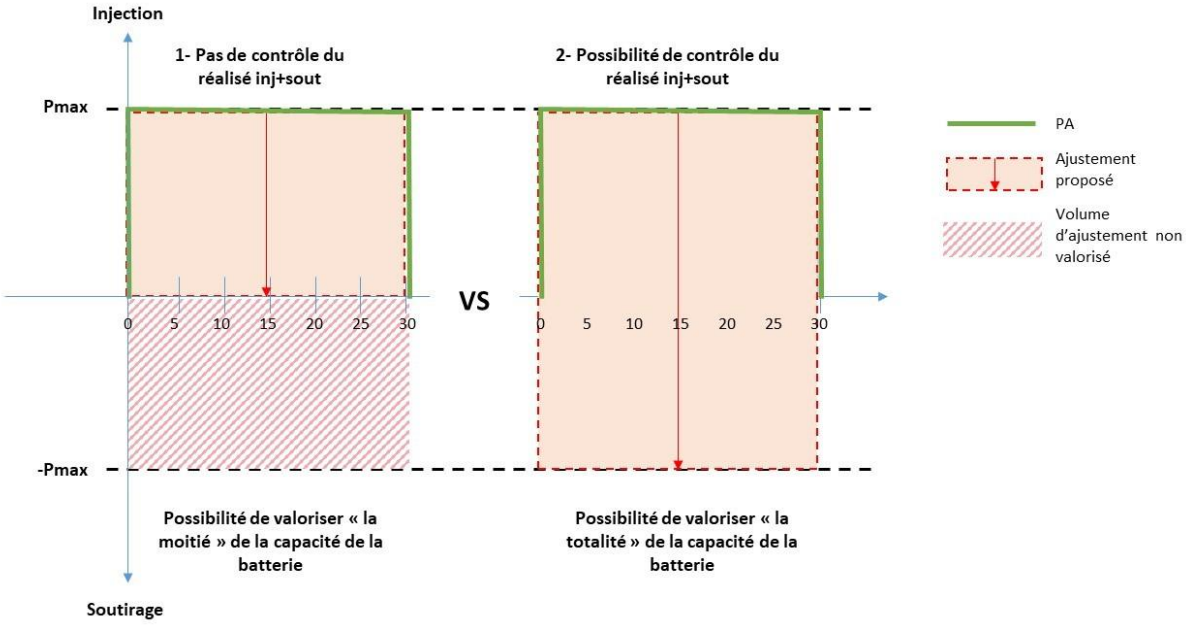
Dans un second temps (étapes 3 ou ultérieures), RTE et Enedis proposeront une adaptation des règles RE (chapitres A à D et E) en fonction des évolutions des évolutions des contrats de raccordement.

2.2 Etape 2 : permettre la pleine valorisation du stockage sur le MA

2.2.1 Introduction – besoins d'évolutions

RTE considère qu'une installation de stockage peut pleinement se valoriser sur le mécanisme d'ajustement dès lors que sa capacité totale (injection + soutirage) peut être utilisée par l'EDA qui la comporte.

Le schéma ci-dessous donne une illustration simple des limitations dans les règles MA actuelles pour une installation de stockage se valorisant comme un site d'injection (1) ou l'ouverture d'une valorisation injection + soutirage comme une installation de stockage (2).



Afin de pouvoir valoriser pleinement l'installation de stockage sur le MA via le contrôle du réalisé, un certain nombre d'évolutions ou d'exigences associées sont nécessaires pour assurer une mise en œuvre la plus rapide possible.

Ces évolutions et exigences sont décrites dans les paragraphes suivants.

2.2.2 Exigences de remontée de données sur le MA

Dans un souci de simplicité, et en accord avec les cas d'usages permis aujourd'hui côté RPD et RPT, RTE propose que toutes les installations de stockage voulant participer au MA disposent d'un dispositif permettant de remonter des courbes de charge au pas 10 minutes. Cette exigence permet de faciliter le contrôle du réalisé et donc d'accélérer la mise en œuvre du stockage en s'affranchissant des complexités liées au moyens de comptage basées sur le profilage par exemple.

Cette proposition s'inscrit dans la logique actuelle des règles MA appliquée à l'ensemble des sites d'injection devant disposer d'un dispositif de remontée de courbe de charge au pas 10 minutes. Cette exigence est intégrée au paragraphe 4.5.2.1.1 de la section 1 des règles MA-RE. Le détail relatif au type de courbe de charge attendu est donné au paragraphe 2.2.7.2 du présent rapport.

Pour les installations raccordées au RPD, il est proposé de garder les mêmes exigences que celles applicables pour les sites d'injection et de soutirage télérelevés.

2.2.3 Modalités de Programmation

Dans un premier temps, et par souci de simplicité permettant d'accélérer la mise en œuvre du stockage, RTE propose d'appliquer des exigences de programmation similaires à celles existantes actuellement pour l'injection.

Cette première proposition est une étape nécessaire pour assurer la pleine valorisation du stockage proposé à l'étape 2, mais RTE propose d'ouvrir plus largement la concertation sur ce sujet pour l'étape 3 afin de définir un cadre de programmation adapté au stockage.

Le détail des exigences de programmation est donné dans les paragraphes ci-dessous.

2.2.3.1 Programmation pour le MA

Les installations de stockage n'héritent pas directement de toutes les dispositions de programmation applicables aux sites d'injection RPT. RTE propose néanmoins que les installations de stockage participant au MA (*ie* faisant partie d'une EDA) rejoignent un périmètre de programmation.

2.2.3.2 Maille de programmation

Dans un premier temps, il est proposé d'appliquer les exigences de programmation existantes aux installations de stockage (RPT ou RPD) qui rejoignent une EDP. Les exigences par défaut sont donc :

- Une programmation à la maille de l'installation de stockage (possiblement composée de plusieurs unités de stockage) ;
- Une possibilité de dérogation accordée au cas par cas à la demande motivée par l'acteur.

RTE propose ainsi que toute installation de stockage voulant participer au MA programme de façon similaire aux sites d'injection actuellement.

RTE considère que cette proposition s'intègre dans la logique où tous producteurs (injectant sur le réseau) et participant au MA devront programmer dès 2020 (évolutions MA-RE V8.3).

De plus cela permet à RTE une meilleure visibilité sur le réseau, d'améliorer le calcul des congestions réseau, ainsi que la préparation des parades, d'avoir une prévision la plus fine possible du déséquilibre et d'intégrer le stockage dans la gestion des marges.

D'autre part, cela facilite le contrôle du réalisé et assure une meilleure précision pour la construction de la courbe de référence.

Enfin, si des installations de stockage veulent valoriser leur énergie dans le cadre de différents marchés ou mécanismes (marchés J-1, infrajournalier, mécanisme d'ajustement, services système), la programmation est nécessaire afin d'être en mesure de valoriser la participation simultanée à différents marchés.

2.2.3.3 Modalités d'envoi du programme d'appel

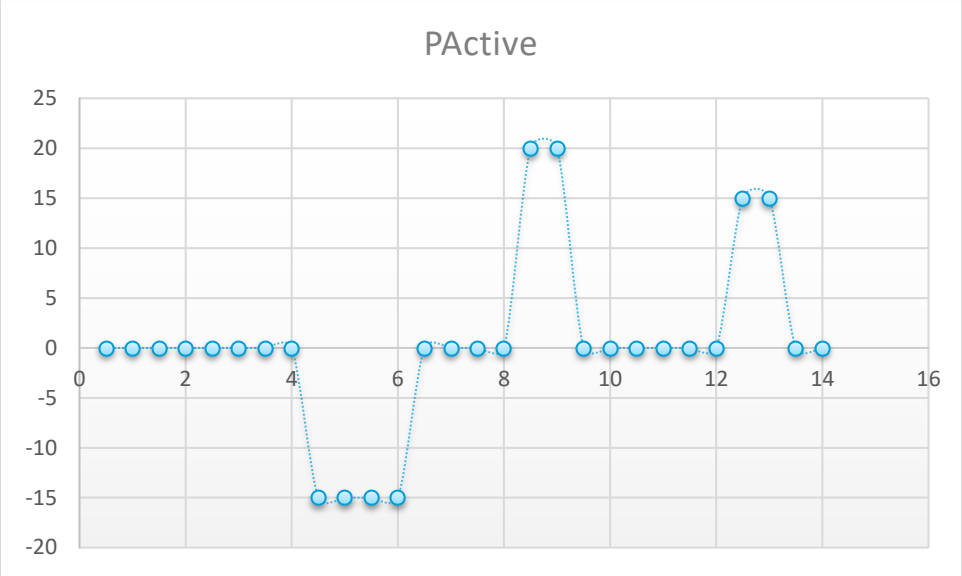
Le programme d'appel devra être envoyé à la maille de l'EDP par le responsable de programmation. Dans le cas des EDP constituées d'installations de stockage, le responsable de programmation n'envoie qu'un seul programme incluant l'injection et le soutirage.

Concrètement, ce programme d'appel serait constitué d'un quintuplet, incluant la puissance active (valeurs positives ou négatives) et la participation aux services système à la hausse et à la baisse (valeurs positives).

Ci-dessous, un exemple de quintuplet :

➔ Un seul programme positif/négatif pour la puissance active

HE	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13	14	14
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	-15	-15	-15	-15	0	0	0	0	20	20	0	0	0	0	0	0	15	15	0	0
RPh	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RPb	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RSh							0	0	0	0	0	0																
RSb							0	0	0	0	0	0																



2.2.3.4 Envoi du programme de marche – lien avec les dates M et M'

Un programme de marche est attendu pour les EDP constituées d'installations de stockage.

Par ailleurs, RTE a introduit deux dates dans les règles MA en lien avec l'envoi du PM :

- La date M qui impose le renvoi d'un PM dans le cas d'offres standard et ;
- La date M' qui impose le renvoi d'un PM dans le cas général (y compris les offres spécifiques).

RTE propose donc de faire coïncider la possibilité de proposer des offres standard (resp. spécifiques) pour des EDA comportant des installations de stockage avec la date M (resp. M') de mise en œuvre du renvoi de programme de marche.

2.2.3.5 Applicabilité des dispositions transitoires relatives à la possibilité de dégradation des Participations aux Réserves Primaire et Secondaire

RTE a proposé dans la version V9 des règles MA que l'activation d'une offre standard de RR ne devait pas conduire à une dégradation des services système. Dans la version V9.1, RTE propose des cas d'exception via des dispositions transitoires détaillées dans le chapitre 8 des règles MA (voir détails au chapitre 5.2 du présent rapport d'accompagnement).

Ces dispositions ne s'appliquant qu'aux groupes de production, RTE considère donc que les installations de stockage ne sont pas éligibles à ces dispositions transitoires.

2.2.4 Modalités de rattachement d'une installation de stockage à une EDA

Une installation de stockage voulant participer au MA doit faire partie d'une EDA. Les différents types d'EDA possibles dans les règles aujourd'hui ne permettent pas une

intégration directe des moyens de stockage.

Aussi, RTE propose des nouveaux principes liés au stockage ci-après.

2.2.4.1 Modalité de traitement de la part injection et soutirage d'une installation de stockage

RTE considère que la part injection et la part soutirage d'une installation de stockage doivent être traitées ensemble afin de pouvoir valoriser pleinement la capacité d'une installation de stockage au sein d'une EDA. En conséquence, une installation de stockage faisant partie d'une EDA pourra valoriser à la fois les volumes réalisés sur la partie injection et sur la partie soutirage, et donc ne soumettra qu'un seul prix pour une offre d'ajustement, quel que soit le comportement de l'EDA (injection ou soutirage).

2.2.4.2 Modalités d'agrégation

Les installations de stockage peuvent injecter et soutirer sur le réseau. Dans leur composition actuelle, les volumes réalisés sur le mécanisme d'ajustement par les EDA injection (resp. soutirage) ne prennent en compte que la partie injectée (resp. soutirage) sur le réseau au titre du MA. Dans un souci de simplicité et pour accélérer la mise en œuvre des évolutions proposées, RTE envisage de conserver les types d'EDA actuelles, mais de prévoir la prise en compte des parties injection et soutirage sur le mécanisme d'ajustement pour EDA composées d'installations de stockage dans les cas présentés ci-après.

Ces dispositions constituent l'étape 2 proposée pour le stockage et seront concertées pour les prochaines étapes lors des prochaines versions de règles MA-RE afin de les élargir.

2.2.4.2.1 Cas d'une installation de stockage raccordée au RPT

Les installations de stockage raccordées au RPT peuvent générer, comme les sites d'injection RPT, des impacts non négligeables pour la gestion physique du réseau. Aussi RTE propose que leur traitement soit similaire, c'est-à-dire qu'il n'y ait pas d'association possible pour une installation de stockage raccordée au RPT. Cela permet à RTE de garantir une vision géographique de l'impact de l'EDA constituée de l'installation de stockage RPT sur son réseau, et éventuellement prévoir des activations pour cause « réseau » avec cette EDA.

RTE propose donc que dans le cas général une installation de stockage, seule, raccordée au RPT puisse être rattachée à une « EDA injection RPT ».

A ce titre, l'EDA contiendra une unique installation de stockage, sa création sera soumise à l'accord du RE du site et dans le cas d'ajustement, le périmètre du RE sera corrigé d'un bloc équivalent au volume réalisé au titre de l'ajustement.

RTE propose par cohérence avec ce qui est actuellement en vigueur pour les sites d'injection RPT que plusieurs sites soient autorisés lorsqu'un certain nombre de conditions cumulatives sont respectées décrites au 4.2.1.2.2 de la section 1 des règles MA-RE. A savoir :

- Non-participation des EDP aux services système
- Conditions sur la « taille » des EDP
    - Maxiumum une EDP avec PMD comprise entre 12 et 40 MW
    - Toutes les autres EDP avec une PMD inférieure à 12 MW
    - Somme des PMD des EDP de l'EDA inférieure à 100 MW

2.2.4.2.2 Cas d'une installation de stockage raccordée au RPD

Dans un premier temps, et à des fins de simplification qui permettront une mise en œuvre plus rapide des évolutions permettant la participation des installations de stockage au MA,

RTE propose qu'une ou plusieurs installations de stockage raccordée(s) au RPD puissent être rattachées à une « EDA injection RPD » et uniquement lorsqu'aucun site d'injection n'est présent.

Dans ce cas, l'EDA peut contenir plusieurs installations de stockage, toutes dans le même périmètre de RE. La création de l'EDA et le rattachement d'un nouveau site seront soumis à l'accord du RE du site. Après un ajustement, le périmètre du RE sera corrigé d'un bloc équivalent au volume réalisé au titre de l'ajustement.

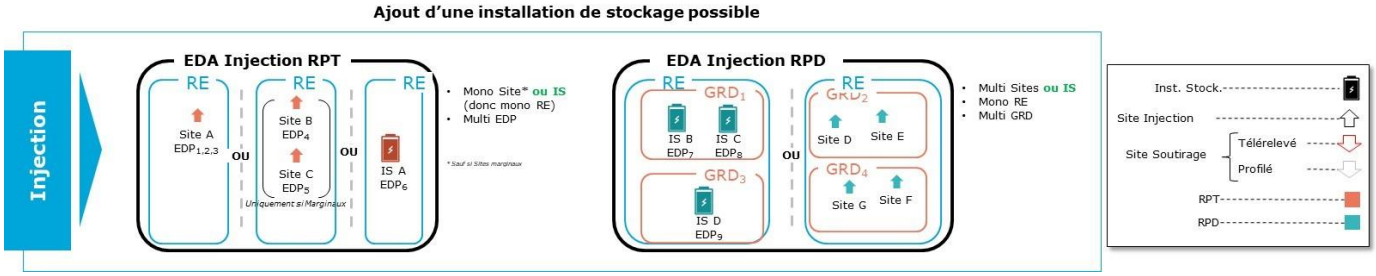
Par cohérence avec les modalités actuelles applicables aux EDA composées de sites d'injection RPD, RTE propose de conserver l'accord du RE dans le cas où une installation de stockage rejoindrait une EDA injection RPD.

RTE propose d'appliquer les mêmes exigences d'information de la constitution des EDA RPD par le GRD que celles détaillées au 4.2.4.4.2.1 de la section 1 des règles MA-RE.

La possibilité de i) intégrer des sites d'injection avec des installations de stockage et ii) intégrer des sites de soutirage avec des installations de stockage soulève des questions relatives notamment à la programmation (par exemple avec des sites d'injection ou soutirage), et aux méthodes de contrôle du réalisé applicables (par exemple avec des sites de soutirage) qu'il convient de concerter de façon plus détaillées avec les acteurs. Aussi, il est proposé d'ouvrir ce sujet lors de l'étape 3 relative au stockage.

2.2.4.3 Récapitulatif des rattachements d'installations de stockage possibles à une EDA

Le schéma ci-dessous donne une vision d'ensemble des contraintes d'association proposée.



2.2.5 Modalités de soumission d'offres

2.2.5.1 Soumissions d'offres explicites spécifiques ou standard

RTE propose que, dans un premier temps, seules les offres explicites soient acceptées dans le cadre du stockage. En effet la soumission d'offres implicites imposerait à RTE d'être en mesure de pouvoir estimer suffisamment précisément le stock restant d'une installation de stockage, avec des constantes de temps assez courtes (ordre de grandeur de la minute). Cela n'est aujourd'hui pas prévu (côté RTE ou côté acteur notamment concernant la remontée de données). Aussi, afin d'accélérer la mise en œuvre en étape 2, seules les offres explicites ne seront acceptées par RTE dans le cas où l'EDA est composée d'installations de stockage.

En conséquence, pour soumettre offres explicites (standard ou spécifique) dans le cadre du stockage, l'acteur doit proposer une offre réalisable (sur la base du stock dont il dispose lorsqu'il soumet l'offre, cf paragraphe suivant)

De plus, en lien avec les éléments décrits au paragraphe 2.2.3.4 sur la possibilité de renvoyer un PM dans le cas d'offre standard ou spécifique, la possibilité de soumettre des offres explicites (standard ou spécifique) pour les EDA composées d'installations de stockage est

dépendant de la mise en œuvre des dates M et M'.

2.2.5.2 Cas particulier des EDA constituées d'installations de stockage voulant soumettre des offres de moins de 10 MW

Dans un premier temps, en étape 2, RTE propose de ne pas étendre le cadre dérogatoire dit « des petites EDA » au stockage. RTE considère que la possibilité de soumettre des offres standard via la plateforme TERRE permet d'ouvrir cette possibilité.

Le sujet pourra être rouvert lors de la concertation des versions ultérieures des règles MA-RE.

2.2.6 Modalités liées à la gestion du stock

Les offres explicites devant être fermes, il semble adapté de laisser la responsabilité de la gestion du stock à l'acteur d'ajustement. Dans le cas des offres standard, c'est bien le fonctionnement attendu, et des possibilités de liens sont prévus pour mettre à jour les offres dans le cas où le stock changerait entre deux guichets de soumission d'offres.

Cela sous-entend que l'acteur devra gérer son stock via les offres déposées en explicite et/ou via des redéclarations de programmes.

Dans un premier temps, et comme décrit au 1.2.3.5, il est attendu que les offres soumises par l'acteur d'ajustement ne dégradent pas les services système.

Le sujet de la gestion du stock des installations de stockage, notamment en lien avec l'impact des services système, fait partie des sujets proposés à concertation dans les étapes 3 et suivantes en fonction des cas d'usages et priorités remontées par les acteurs.

2.2.7 Modalités de calcul des volumes réalisés

Le volume réalisé d'une EDA constituée d'installations de stockage sera effectué par différence entre la courbe de référence et la courbe de charge de l'EDA.

2.2.7.1 Etablissement de la courbe de référence

RTE propose d'utiliser le programme d'appel envoyé à la maille de l'EDP par les responsables de programmation (cf. paragraphe 2.2.3.1 de ce document) comme courbe de référence pour le calcul des volumes réalisés.

La courbe de référence d'une EDA est alors constituée par la somme des programmes d'appel des EDP constitutives de l'EDA.

Ce fonctionnement est cohérent avec les pratiques actuelles appliquées à l'injection. Cela permet par ailleurs d'avoir des données plus fiables pour le contrôle du réalisé (plutôt que des méthodes prévisionnelles ou statistiques), puisque basées sur ce que le responsable de programmation avait prévu de faire.

2.2.7.2 Courbe de charge

Lorsqu'une EDA est constituée d'installations de stockage, il est nécessaire de pouvoir disposer d'une courbe de charge constituée d'une composante « injection » et d'une composante « soutirage » dans le cadre du MA.

Tout site dispose actuellement une courbe de charge injection et soutirage dans le cadre du dispositif RE et doit remonter les composantes nécessaires dans le cadre du MA (cf § 2.1.4). Les deux courbes de charge sont utilisées pour le calcul d'écart de RE (cf section 2, article

C15.1 des règles RE-MA en vigueur).

Actuellement, pour une EDA injection (respectivement soutirage), RTE utilise uniquement la courbe de charge injection (respectivement soutirage) pour effectuer le calcul du volume réalisé de l'EDA.

RTE propose donc d'utiliser les courbes de charge « injection » et « soutirage » comme courbe de charge de l'installation de stockage pour effectuer le calcul du volume réalisé d'une EDA composée d'installations de stockage.

RTE propose d'appliquer les mêmes exigences d'information de la constitution des EDA RPD par le GRD que celles détaillées au 4.2.4.4.2.1 de la section 1 des règles MA-RE.

Dans le cas où l'installation de stockage est raccordée au RPD, il est proposé d'appliquer les mêmes exigences de remontée de données par le GRD telles que décrites au 4.5.2.1.2.1 de la section 1 des règles MA-RE.

2.2.8 Valorisation des ajustements pour les EDA composées d'installations de stockage

Les formules des calculs proposées en V9 par RTE pour les volumes attendus théoriques et effectifs restent valides dans le cas des EDA composées d'installations de stockage. Les principes et formules utilisées par la suite dans le cadre de la valorisation des offres d'ajustement étant basés sur ces calculs des volumes attendus, RTE considère que la cadre proposé en V9 pour la valorisation des ajustements s'applique directement dans le cas d'EDA composées d'installations de stockage.

2.3 Etapes 3 et suivantes

RTE a d'ores et déjà identifié une liste de sujets liés à l'intégration du stockage au MA à ouvrir pour les périodes de concertation des versions ultérieures à la version V9.1. Les priorités qui seront appliquées à chacun de ses sujets pour leur intégration dans les règles ainsi que leur mise en œuvre dépendront principalement de i) leurs liens logiques et chronologiques (par exemple si un sujet nécessite l'intégration d'un autre sujet au préalable) et ii) de potentielles priorités affichées par les acteurs lors des GT ou de façon bilatérale.

Les sujets identifiés à date et qui seraient à traiter à moyen terme sont, de façon macro :

- La précision d'un cadre de programmation (a minima RPD) applicable aux installations de stockage (expliciter dans les règles les cas de dérogation possibles)
- La réflexion autour de la stratégie de recharge / gestion du stock notamment en lien avec
    - les SSY et ;
    - la possibilité de faire des offres implicites
- L'élargissement des possibilités d'agrégation pour les installations de stockage :
    - Possibilité de mixer des sites d'injection avec des installations de stockage
    - Possibilité de mixer des sites de soutirage avec des installations de stockage

- Possibilité d'avoir des EDA intégrant des installations de stockage multi-RE

- La suppression du seuil de 10 MW pour la soumission d'offres spécifiques pour des EDA constituées d'installations de stockage

A plus long terme d'autres sujets comme la généralisation du cas des STEP, la possibilité d'avoir des installations de stockage profilées, ou non stationnaires pourront être abordés.

3 EVOLUTION DU CALCUL DE MARGES

3.1 Le modèle de sureté mis en œuvre par RTE

Au titre de l'article L.321-10 du Code de l'énergie, RTE est responsable d'assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique. Pour ce faire, RTE s'appuie sur un dimensionnement dynamique des capacités requises pour l'équilibre offre-demande. Ce modèle, qui repose sur un suivi continu des marges disponibles et des risques aux différentes échéances pertinentes, est dénommé modèle « marges ».

Plus précisément, le modèle de sûreté correspond à l'ensemble des dispositions qui permettent au GRT d'exploiter le système en respectant les exigences qui lui sont fixées par les pouvoirs publics et qui relèvent des choix publics en matière de sécurité d'alimentation électrique. Le modèle de sûreté nécessite la calibration de marges disponibles, c'est-à-dire de volumes de puissance mobilisables en des préavis définis, qui permettent de faire face à différents aléas. Ainsi, le dimensionnement des marges consiste à déterminer le bon niveau d'assurance en fonction de la probabilité et de l'ampleur des aléas susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande.

Le suivi des marges s'articule avec le processus de programmation. Dès réception, la veille pour le lendemain, des premiers programmes prévisionnels de production et des offres d'ajustement, RTE évalue les marges disponibles, et réactualise cette évaluation en fonction des redéclarations réalisées par les producteurs et les offreurs de flexibilité. L'évaluation porte aujourd'hui uniquement sur les instants de la journée considérés comme les plus à risque vis-à-vis de l'équilibre offre-demande (pointes/creux de consommation). Toutes les flexibilités mobilisables dans un délai compatible avec l'échéance de l'instant étudié sont comptabilisées, et ce volume de puissance mobilisable est mise en regard d'un volume probabilisé d'aléas défavorables (ce volume est appelé marge requise) correspondant à un quantile donné de scénarios (les aléas intégrés dans le calcul de risque étant le risque de fortuit de production thermique et hydraulique, le risque de retard au démarrage lors d'un couplage de groupe, le risque d'écart concernant la prévision de production fatale soumise aux conditions climatiques, et le risque d'écart concernant la prévision de consommation).

En cas d'insuffisance des marges au regard des critères de risque, des actions spécifiques visant à constituer des marges sont engagées dans le cadre du marché d'ajustement.

3.2 RTE adapte l'évaluation des marges

3.2.1 Présentation de l'adaptation de l'évaluation des marges

En 2020, RTE adapte l'évaluation des marges afin de (i) correspondre au mieux aux évolutions du l'équilibrage du système électrique français, (ii) d'optimiser les actions de reconstitution des marges et les signaux envoyés aux acteurs de marchés.

L'évolution comporte deux volets principaux :

(i) une mise à jour automatisée en continue, pour tenir compte au plus tôt des changements d'hypothèses (redéclarations des programmes et/ou des offres, fortuits, nouvelle prévision de consommation ou de production fatale),

(ii) une évaluation des marges requises et disponibles sur toute la journée, pour étendre l'analyse au-delà des pointes et des creux de consommation qui ne sont plus systématiquement les périodes les plus à risque pour l'équilibre offre-demande.

3.2.2 Proposition d'évolution de RTE

Afin de tenir compte des évolutions dans l'évaluation des marges, RTE propose de faire évoluer les chapitres des règles en lien avec le sujet des marges. Les chapitres suivants ont été adaptés : définitions, modes dégradés, publications. Une date de bascule, la date Z, a été introduite dans les règles. L'entrée en vigueur de cette date est prévue pour le 3ème trimestre 2020 et sera notifiée 1 mois avant l'échéance.

En lien avec les évolutions sur le calcul des marges, la détection et la communication des besoins d'offres sur le mécanisme d'ajustement ainsi que le passage en mode dégradé évoluent. Les libellés sont mis à jour pour mieux refléter l'information principale. Le canal de communication évolue également. La communication par fax sera supprimée. Un flux RSS a été mise en place sur le portail Clients de RTE.

RTE propose que sur le nouveau Portails Services, l'information soit transmise via un abonnement par mail pour

- le message d'information pour manque d'offres sur le mécanisme d'ajustement ;
- le message de besoin potentiel d'activation de moyens complémentaires sur le mécanisme d'ajustement qui indique le passage en mode dégradé.

3.3 RTE renforce la transparence du modèle « marge »

3.3.1 Contexte de l'évolution

Dans la feuille de route de l'équilibrage publiée en juin 2016, RTE a présenté le modèle d'équilibrage à date puis a esquissé les grandes lignes directrices du modèle d'équilibrage de demain. Les acteurs de marché se sont exprimés sur cette feuille de route et ont notamment indiqué le besoin de renforcer la transparence du modèle de sureté « marge » opéré par RTE.

Dans sa délibération n°2017-155 du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage, la CRE demande à RTE de publier « l'actualisation des marges requises et des marges prévisionnelles aux pointes, voire si cela est pertinent, pour chaque heure de la journée ».

3.3.2 Une évolution progressive depuis 2017

RTE a engagé des travaux de fond afin de renforcer la transparence du modèle de sureté « marge ». L'évolution s'est organisée en 3 étapes. Les deux premières étapes ont eu lieu lors des deux hivers précédents.

Dès l'hiver 2017-2018, RTE a mené une première expérimentation avec une actualisation des marges requises et des marges prévisionnelles aux pointes de consommation. Les marges requises et disponibles de la pointe du matin étaient actualisées à 1h et 5h du matin. Les marges requises et disponibles de la pointe du soir étaient actualisées à 1h, 5h et 14h.

En 2018, RTE a poursuivi les travaux menés sur la publication des marges. Depuis l'hiver 2018-2019, RTE publie sur le site web de RTE :

- la marge disponible aux pointes du matin et du soir, i. e. le détail des moyens disponibles à la hausse hors déséquilibre prévisionnel global des responsables d'équilibre (RE).
- la simulation de la marge disponible si aucune action n'est entreprise par les acteurs sur le déséquilibre prévisionnel. Il s'agit donc de la différence entre les marges disponibles après la fermeture du marché et le déséquilibre global des RE.
- le déséquilibre prévisionnel global des RE au moment du calcul de la marge disponible. Ce déséquilibre est réactualisé et republié après chaque fermeture de guichet infra-journalier.

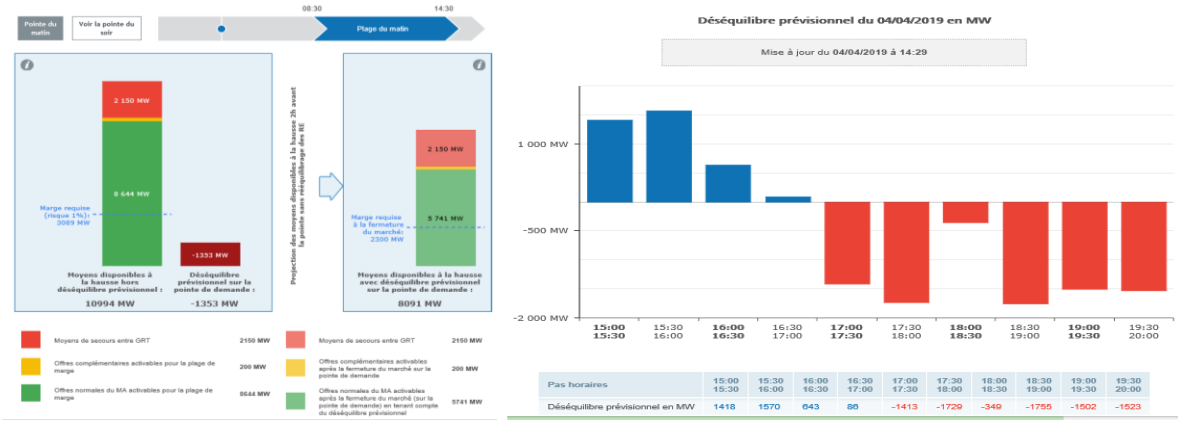


Figure 1 : Exemple de publication actuelle

Ces données sont calculées une fois en J-1 et réactualisées trois fois en infra-journalier.

3.3.3 Vers une publication renforcée des marges d'exploitation

Les objectifs poursuivis par l'évolution proposée sont

(i) de refléter au mieux les situations de tension dans l'équilibre offre-demande,

(ii) expliciter les actions de RTE en lien avec le modèle de sureté,

(iii) renforcer la transparence du modèle.

En lien avec l'évolution de l'évaluation des marges opérationnelles, RTE propose de faire évoluer la publication des marges comme décrit dans le tableau ci-dessous.

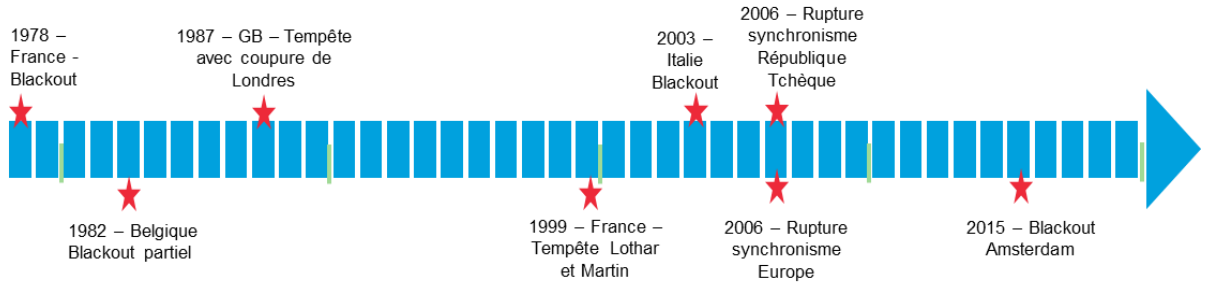
Tableau 1 : Synthèse de l'évolution sur la publication des marges

	Aujourd'hui	Proposition
Granularité	**Notion de plages** Publication de la valeur sur 1 ou 2 instants critiques (correspondant aux pointes de consommation)	**Abandon des notions de plage** Publication de chroniques au pas 1/2h sur toute la journée
Type de marges Hausse/Baisse	Publication à la **hausse uniquement**	Publication à la **hausse** Publication à la **baisse**
Horizon d'étude	Dès J-1, publication jusqu'à la pointe du lendemain (horizon > 24h)	Dès J-1, publication jusqu'à la pointe du lendemain (horizon > 24h) **[inchangé]**
Fréquence de mise à jour	Publication en J-1 **+ 3 réactualisations/jour**	Publication en J-1 **+ actualisation toutes les 1/2h**
Décomposition des marges	Offres normales Offres complémentaires Contrats de secours Déséquilibre prévisionnel	Niveau de détail inchangé + distinction hausse/baisse

4 DECLINAISON DU REGLEMENT *EMERGENCY AND RESTORATION*

4.1 Contexte

Le règlement 2017/2196 du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après, « règlement *Emergency and Restoration* ») impose des exigences sur les procédures pour traiter les situations d'un réseau en état d'urgence, de blackout ou de reconstitution, donc des situations très rares et dont les conséquences sont très importantes.



Le règlement *Emergency and Restoration* demande en particulier :

- la rédaction d'une procédure de suspension/reprise des marchés (art 35/37) ;
- la rédaction de règles pour la suspension/reprise des mécanismes d'équilibrage (art 36) ;
- ces règles devront prendre en compte la communication avec les acteurs sur le contexte des suspensions (art 38) ;
- la définition des modalités de règlement financier pour ces situations. Le code laisse également la possibilité d'utiliser les règles habituelles (art 39).

A la demande de la DGEC, une concertation autour du règlement *Emergency and Restoration* a été portée conjointement par RTE et l'ADEeF. Cette instance de concertation s'est conclue par une consultation publique d'un mois en octobre-novembre 2018. A la suite de cette instance, des propositions ont été soumises aux autorités compétentes, conformément aux exigences de l'article 4 du règlement *Emergency and Restoration*. La CRE a délibéré le 26 juin 2019 sur la proposition de mise en œuvre du règlement (UE) 2017/2196 en France (délibération n°2019-164).

4.2 Proposition

4.2.1 Les grands principes issus de la concertation

La concertation a fait émerger trois grands principes qui cadrent les travaux de déclinaison :

- distinguer le fonctionnement des marchés et les besoins techniques dans les situations couvertes par le règlement *Emergency and Restoration*. En effet, certaines situations pourront conduire à une prise en main de la programmation des groupes par le GRT (suspension du programme de marche), sans nécessité une interruption des marchés ;

- proposer un ensemble de règles simples, sur les principes à mettre en œuvre pour l'application du règlement *Emergency and Restoration*, car les situations couvertes ne sont pas connues à l'avance ;
- sécuriser les acteurs par la possibilité d'un contrôle des autorités compétentes si les situations décrites dans le règlement *Emergency and Restoration* avaient lieu.

4.2.2 Suspension des activités de marché

4.2.2.1 Procédure de suspension des activités de marché

RTE peut provisoirement suspendre, totalement ou partiellement, une ou plusieurs activités de marché pertinentes, conformément à l'article 35, paragraphes 1 et 2, du règlement *Emergency and Restoration*.

RTE alerte les acteurs dans les plus brefs délais de la suspension des marchés en application de l'article 35 du règlement *Emergency and Restoration*, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5.

4.2.2.2 Critères pour suspendre les activités de marché

RTE peut provisoirement suspendre une ou plusieurs activités de marché dans les cas suivants:

- le réseau public de transport est en état de panne généralisée, conformément à l'article 18 paragraphe 4 du règlement SOGL ;
- RTE a épuisé toutes les possibilités offertes par le marché et la poursuite des activités de marché en état d'urgence entraînerait la dégradation d'une ou plusieurs des conditions visées à l'article 18, paragraphe 3, du règlement SOGL ; ou
- la poursuite des activités de marché diminuerait de façon significative l'efficacité du processus de reconstitution de l'état normal ou d'alerte; ou
- les outils et moyens de communication nécessaires aux GRT afin de faciliter les activités de marché sont indisponibles.
- toute situation qui rendrait impossible, pour RTE, le maintien de l'Equilibre P=C.

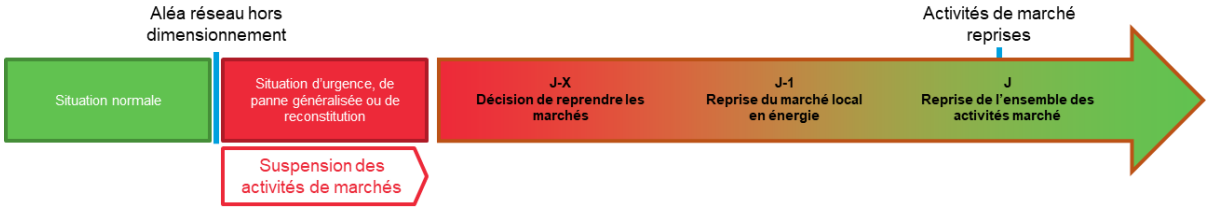
4.2.2.3 Rapport sur la suspension des activités de marché

Au plus tard 30 jours ouvrés après le rétablissement des activités de marché, les suspensions de marché feront l'objet d'un rapport transmis à la CRE en application de l'article 37.6 du règlement *Emergency and Restoration* ainsi qu'aux acteurs mentionnés à l'article 38.2 (RE, AA, GRD de rang 1).

4.2.3 Rétablissement des activités de marché

RTE, en coordination avec les GRT voisins et les NEMO concernés, lance la procédure de rétablissement des activités de marché suspendues lorsque la situation ayant déclenché la suspension est terminée et qu'aucune autre situation correspondant aux critères de suspension des activités de marché ne s'applique.

RTE informe les parties prenantes du moment où le calcul des écarts reprend selon les règles MA-RE, conformément à l'article 37 paragraphe 1 du règlement *Emergency and Restoration*.



4.2.4 Règlement financier en cas de suspension des activités de marché

4.2.4.1 Principes cadrant le règlement financier

Les situations couvertes par le règlement *Emergency and Restoration* sont des situations difficilement prédictibles.

Afin d'établir un cadre règlementaire sécurisant pour l'ensemble des parties prenantes, les modalités de règlement financier en cas de suspension des activités de marché devra respecter les principes définis à l'article 39.3 du règlement *Emergency and Restoration* et notamment les deux grands principes suivants :

- neutralité financière de RTE, conformément à l'article 39.3(a) du règlement *Emergency and Restoration* ;
- non pénalisation financière des acteurs en raison de l'exécution des actions demandées par RTE pendant la période de suspension des activités de marché conformément à l'article 39.3(d) du règlement *Emergency and Restoration*.

4.2.4.2 Modalités de règlement financier

Compte tenu de la diversité des situations possibles, RTE propose de ne pas inscrire de modalités financières spécifiques dans les règles M-RE, mais la mise en place d'un processus adapté. Ainsi, suite à une période de suspension des activités de marché, les modalités de règlement financier entre les parties prenantes pour la période correspondante font l'objet d'une proposition de RTE à la CRE après concertation avec les acteurs concernés.

5 EVOLUTIONS LIEES A LA MISE EN ŒUVRE DE TERRE

5.1 Période d'exploitation sous contrôle

5.1.1 Contexte et proposition de RTE

La première connexion de RTE à la plateforme de produits standard de RR TERRE est prévue pour juin 2020. Dans une démarche itérative d'adaptation aux nouveaux processus liés à TERRE, RTE propose d'introduire une période d'exploitation sous contrôle matérialisée par une date X. Jusqu'à cette date X, une participation complète au processus de partage d'offres standard de RR pourrait ne pas être assurée par RTE.

Les modalités pratiques de cette période d'exploitation sous contrôle seront précisées lors des prochains GT MA-RE.

Cette modification a été faite à l'article 4.4.3.1 de la section 1 des règles MA-RE en introduisant des modalités transitoires dans le processus d'équilibrage avec la plateforme de produits standard de RR.

5.1.2 Rappel sur les dates liées à TERRE

Les règles MA-RE sont autoportantes, puisque la date de première connexion à la plateforme de produits standard de RR TERRE par RTE n'est pas mentionnée explicitement dans les règles MA-RE. Par exemple, au sein de l'article 4.4.3 sur les processus d'équilibrage avec la plateforme de produits standard de RR TERRE, il est précisé que les dispositions s'appliquent pour chaque pas horaire pour lequel RTE participe au processus de partage d'offres standard de RR.

En revanche, plusieurs dates peuvent être liées à TERRE, notamment :

- la date M, qui est la date à partir de laquelle il sera possible pour le receveur d'ordre de transmettre un programme de marche pour les ordres standard de RR. RTE propose dans cette version des règles en consultation de lier la date M à la possibilité d'envoyer des offres standard de RR (cette possibilité n'étant assortie d'aucune date de bascule dans la précédente version). Cette modification a été faite à l'article 4.3.1.1 de la section 1 des règles MA-RE.
- la date T n'est pas explicitement liée à TERRE, puisqu'elle correspond à la mise en place du nouveau modèle de valorisation permettant de définir les modalités financières pour les offres standard, et incluant également des évolutions concernant les offres spécifiques. La date T doit précéder la première connexion à TERRE. RTE propose de rendre effective la date T du nouveau modèle de valorisation au moment de la première connexion de RTE à la plateforme TERRE.

5.2 Interactions entre les offres standard de RR et les réserves rapide et

complémentaire

5.2.1 Contexte

L'article 4.4.2 des règles MA-RE actuellement en vigueur prévoient le principe selon lequel les EDA relevant des contrats de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire peuvent ne pas être partagées au sein de la plateforme de produits standard de RR, notamment afin d'assurer le maintien des marges et réserves et ainsi prémunir le système électrique d'un certain volume d'aléa à une échéance donnée.

5.2.2 Proposition de RTE

Afin de compléter ces dispositions tout en limitant le filtrage que RTE pourrait être amené à mettre en œuvre pour assurer le maintien des marges et réserves, RTE propose d'ajouter dans les règles que les offres standard déposées par un acteur d'ajustement sur des EDA engagées pour une journée donnée en réserves rapide et complémentaire ne doivent pas être de nature à remettre en cause l'engagement de l'acteur d'ajustement sur le reste de la journée au titre de ces réserves en cas de sélection et d'activation de son offre standard.

RTE précisera la façon dont seront traitées dans le contrat de réserves rapide et complémentaire, les activations d'offres standard pour un acteur engagé en réserves rapide et/ou complémentaire, à l'issue de la prochaine concertation sur l'appel d'offres.

Cette modification est faite à l'article 4.3.2 de la section 1 des règles MA-RE qui traite des principes régissant les interactions entre les différents types d'offres.

5.3 Modalités transitoires pour la dégradation des SSY

5.3.1 Contexte

L'article 3.1.4.1 des règles MA-RE v9 imposent aux acteurs d'ajustement de ne pas soumettre d'offres standard de RR qui, si elles étaient activées, dégraderaient leurs participations aux réserves primaire et secondaire.

RTE travaille à la mise en place d'un processus cible qui permettrait aux acteurs d'ajustement de formuler des offres standard pouvant conduire à la perte de fourniture de services système par certaines capacités et à RTE de reconstituer des services système sur des capacités n'ayant pas formulé d'offres standard.

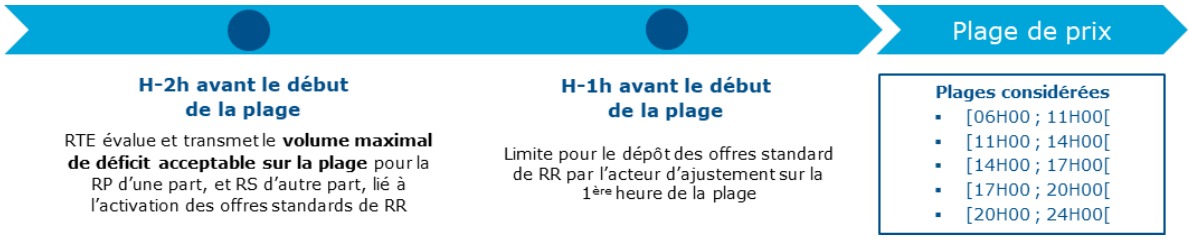
Dans l'attente de ce processus cible, RTE propose des modalités transitoires pour la gestion de la dégradation des services système lors de l'activation d'une offre standard de RR.

5.3.2 Proposition de RTE

RTE propose des modalités transitoires qui permettent à un acteur d'ajustement de soumettre à RTE des offres standard de RR qui peuvent conduire, si elles sont activées, à une réduction de la participation aux réserves primaire et secondaire du programme de marche par rapport aux valeurs renseignées dans le programme d'appel. Cette dégradation des SSY est permise dans la limite d'un volume maximal de déficit défini par RTE.

Les dispositions transitoires sont applicables aux EDA qui remplissent les critères mentionnés à l'article 8.2.2 de la section 1 des règles MA-RE, notamment les EDP constitutives des EDA ne doivent pas posséder de points de fonctionnement qui permettent la diminution de la puissance active sans réduire les participations aux réserves primaire et secondaire. Les acteurs d'ajustement qui possèdent dans leur périmètre d'ajustement des EDA qui remplissent ces critères sont invités à se rapprocher de RTE.

Le fonctionnement transitoire est décrit à l'article 8.2.3 des règles MA-RE et résumé dans le schéma ci-dessous :



Plusieurs préconisations sont également décrites dans les règles, notamment :

- si RTE ne transmet pas de valeurs de volume maximal de déficit, le cas nominal précisé à l'article 3.1.4.1 des règles MA-RE s'applique : aucun déficit de SSY autorisé
- une actualisation des valeurs de déficit maximal pourra être transmise par RTE à n'importe quel moment aux acteurs d'ajustement, y compris au milieu d'une plage de prix, afin de tenir compte d'aléas ayant dégradé la situation

Dans le cas où un acteur d'ajustement ne respecterait pas les principes décrits à l'article 8.2, les modalités transitoires ne s'appliqueront plus.

5.4 Compensation des offres non partagées à la plateforme

5.4.1 Contexte réglementaire

Conformément aux lignes directrices définies par le règlement européen Electricity Balancing, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standard donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées. Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être sélectionnées par la plateforme d'échange de produits standard de RR (TERRE). RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique.

Dans le cadre des réunions de concertation du groupe de travail « Evolution des règles MA-RE », les acteurs d'ajustement ont mentionné que certains processus de filtrage pouvaient conduire à des pertes d'opportunités. La *délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français* évoque la possibilité d'un régime de compensation pour les offres standards non transmises aux plateformes.

Le sujet a été porté à plusieurs reprises devant les instances de concertation européennes par les parties prenantes. En l'absence de consensus des régulateurs et de cadre réglementaire défini par *Electricity Balancing,* les modalités de compensation (ou l'absence de compensation) rester ont définies localement, sans cadre harmonisé au niveau européen.

5.4.2 Rappel sur les différentes concertations MA-RE

La concertation des règles MA-RE v9 n'avait pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Dans ces conditions, RTE n'était pas en mesure de proposer des modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité au sein du texte consulté en 2018. Dans sa saisine du projet de règles MA-RE v9, RTE a proposé de poursuivre la concertation sur ce point en 2019 en vue d'une prochaine version de règles.

La concertation s'est poursuivie en 2019, puisque lors des GT du 25 janvier 2019 et du 22 mars 2019, les acteurs ont pu présenter leur proposition. RTE a également proposé des modalités de compensation lors du GT du 22 mars 2019. Dans son appel à contribution lancé en avril 2019, RTE a proposé un cadre pour la compensation des offres non partagées par la plateforme. Ce cadre détaillait :

- Les offres éligibles à la compensation : offres standard, filtrée pour cause marge, libre (pas d'engagement au titre des contrats de réservation de capacités pour la journée en cours), prix de l'offre inférieur au prix de clearing de la plateforme
- Le montant de la compensation basé sur un volume d'offres à compenser, prenant en compte les limites de stock journalière, et sur le prix de la réserve complémentaire, plus précisément les prix marginaux issus de l'appel d'offres RR/RC des produits de RC30, RC60 et RC90.

5.4.3 Proposition de RTE

Le sujet de la compensation des offres non partagées sur la plateforme est étroitement lié au filtrage des offres standard de RR par RTE. Au vu de l'incertitude sur le volume d'offres standard de RR proposé sur la plateforme TERRE, le volume d'offres filtrées par RTE demeure également incertain.

Pour pouvoir proposer des modalités de financement du régime de compensation, RTE souhaite avoir une meilleure vision du volume d'offres filtrées et propose donc de faire un retour d'expérience sur le filtrage. Conformément à la délibération de la CRE portant approbation des règles MA-RE v9, RTE propose de faire ce retour d'expérience d'ici le 1er juillet 2021 et donc de réexaminer le sujet de la compensation des offres non partagées sur la plateforme à cette échéance.

En effet, comme mentionné au paragraphe 5.1 de ce document, RTE propose d'introduire une période d'exploitation sous contrôle suite à la première connexion de RTE à la plateforme TERRE pour permettre une adaptation aux nouveaux processus. L'échéance proposée pour le retour d'expérience permettra de s'appuyer sur un fonctionnement avec TERRE en mode nominal pendant 6 mois.

Ainsi, RTE propose de ne pas introduire la compensation des offres non partagées sur la plateforme pour cette version en consultation des règles MA-RE v9.1.

5.5 Calcul du volume réalisé

RTE propose de clarifier le calcul du volume réalisé d'une EDA dans le cas où une STEP est rattachée à cette EDA. Les modifications ont été faites aux articles 4.5.2.2.1 et 4.5.2.3.2 de la section 1 des règles MA-RE.

5.6 Correction du calcul du critère de défaillance

RTE propose de clarifier le calcul du volume défaillant des EDA ainsi que le calcul des pénalités du paragraphe *4.6.2. Valorisation des ajustements après la date T*, suite à des questions remontées.

5.6.1 Ajout d'un critère de défaillance

Afin d'avoir un calcul des défaillances ne conduisant pas à pénaliser les acteurs d'ajustement sur des pas de temps sans ajustement, et conformément à la délibération de la CRE 2019-186, RTE propose d'appliquer les critères de défaillance uniquement sur les pas de temps où le volume attendu effectif et/ou le volume attendu théorique est non nul.

RTE propose donc un d'ajouter un critère avant de calculer les critères de défaillance actuels au sein de l'article 4.6.2.10.1.1.2. et 4.6.2.10.1.2.

5.6.2 Correction du calcul du volume défaillant des EDA

Règles MA-RE v9	Règles MA-RE v9.1
4.6.2.9.2. Calcul du Volume défaillant des EDA Le Volume défaillant $VDef_{EDA\,i}(t)$ est alors défini comme suit : $VDef_{EDA\,i}(t) = \left\lvert \sum_{u \in PDH(t)} \frac{VR_{EDA\,i}(u) - VAe_{EDA\,i}(u)}{6} \right\rvert$	*4.6.2.9.2. Calcul du Volume défaillant des EDA* Le Volume défaillant $VDef_{EDA\,i}(t)$ est alors défini comme suit : $VDef_{EDA\,i}(t) = \left\lvert \sum_{u \in PDH(t)} VR_{EDA\,i}(u) - VAe_{EDA\,i}(u) \right\rvert$

5.6.3 Correction du calcul des pénalités

Règles MA-RE v9	Règles MA-RE v9.1
4.6.2.9.3. Calcul des Pénalités	*4.6.2.9.4. Calcul des Pénalités*

Pour chaque EDA *i* et pour chaque Pas 5 Minutes *t* pour lesquels le critère de Défaillance décrit au 4.6.2.10.1 est vérifié, RTE calcule une Pénalité comme suit : $35\% \times \lvert VDef_{EDA\,i}(t)\rvert \times \lvert PMP_{J+3}(t)\rvert$	Pour chaque EDA *i* et pour chaque Pas 5 Minutes *t* pour lesquels le critère de Défaillance décrit au 4.6.2.10.1 est vérifié, RTE calcule une Pénalité comme suit : $35\% \times \left\lvert \frac{VDef_{EDA\,i}(t)}{6} \right\rvert \times \lvert PMP_{J+3}(t)\rvert$

Le calcul des pénalités est établi en trois étapes : le calcul du critère de défaillance, le calcul du volume défaillant et le calcul des pénalités. L'évolution faite dans les règles MA-RE v9.1 consiste à calculer les pénalités pour chaque pas 5 minutes de la plage de contrôle, le tout moyenné au pas 30 minutes.

5.7 Contrôlabilité des interconnexions

5.7.1 Introduction

Dans le cadre du projet TERRE, afin de résoudre des contraintes réseau entre zones d'équilibrage tout en maximisant le surplus social, les GRT du projet ont proposé une fonction, incluse dans plateforme LIBRA (GRT-GRT), permettant de contrôler les flux aux interconnexions.

A l'inverse du counter-trading explicite ou l'échange est initié pas les GRT des deux zones de prix où la contrainte doit être levée, cet échange transfrontalier est converti en contrainte dans l'algorithme (de façon implicite, celui-ci vise alors à modifier un flux existant entre deux zones de prix).

Ce principe a été consulté dans le cadre de la consultation européenne, liée au projet TERRE, du 30 juin 2017 au 16 aout 2017.

5.7.2 Principe et calcul des prix

Les principes financiers associés à la contrôlabilité des interconnexions sont encore en cours d'examen au niveau européen :

- les régulateurs ont formulé une demande d'amendement aux propositions « Settlement » (règlement financier) et « Activation Purposes » (motifs d'activation) en aout 2019. Les GRT soumettent les propositions amendées en novembre 2019 à l'ensemble des régulateurs. Suite à cette nouvelle saisine, l'ensemble des régulateurs européens auront deux mois pour approuver la proposition à l'unanimité ou la transférer à l'ACER (Agence de coopération des régulateurs européens).

  la proposition « Pricing » (formation du prix) a été transmise par l'ensemble des régulateurs européens à l'ACER. L'ACER organise une consultation en novembre 2019 sur ce sujet et les résultats seront connus en début 2020.

Les principes exposés ci-après sont donc sous-réserve des décisions finales des régulateurs de l'ACER.

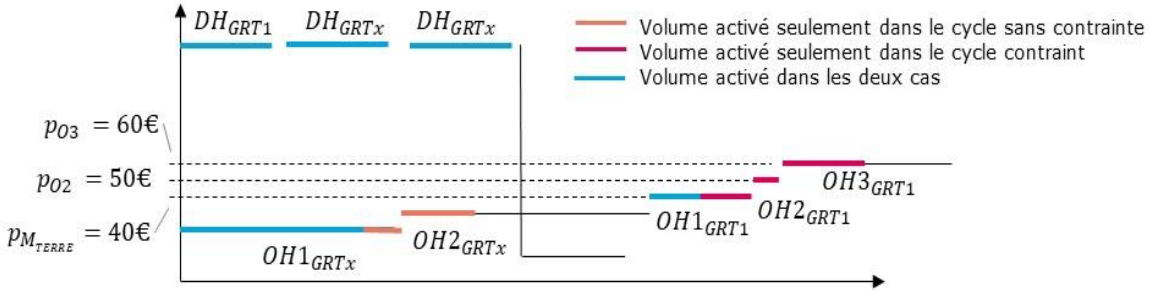
Le principe de contrôlabilité des interconnexions s'apparente à du countertrading implicite, qui engendre ainsi l'activation d'offres d'acteurs d'ajustement.

L'ensemble des offres étant optimisées en même temps au sein de la même optimisation (principe du clearing TERRE) pour un pas de temps donné, il n'est pas possible d'identifier les offres qui répondent à la contrainte de flux soumise par un ou plusieurs GRT simplement. Afin de pouvoir les identifier, il a donc été proposé que l'algorithme de la plateforme européenne réalise deux cycles d'optimisation :

1) Une première optimisation prenant en compte l'ensemble des offres des acteurs d'ajustement et des demandes des GRT, plus la ou les contraintes liées à la contrôlabilité des interconnexions
2) Une seconde optimisation (lancée en parallèle) ne prenant en compte que l'ensemble des offres des acteurs d'ajustement et des demandes des GRT, sans la ou les contraintes liées à la contrôlabilité des interconnexions

Ainsi, l'optimisation 1), qui définit en temps réel la situation de marché « réelle », identifie l'ensemble des offres devant être activées qui seront communiquées par RTE aux acteurs d'ajustements français. L'optimisation 2), qui définit la situation de marché sans contrainte, permet d'identifier, par différence avec l'optimisation 1), les offres supplémentaires ayant été activées pour résoudre la contrainte de flux aux interconnexions.

La figure ci-dessous illustre un exemple de résultat des deux cycles d'optimisation.



5.7.3 Impacts sur la rémunération des acteurs d'ajustement

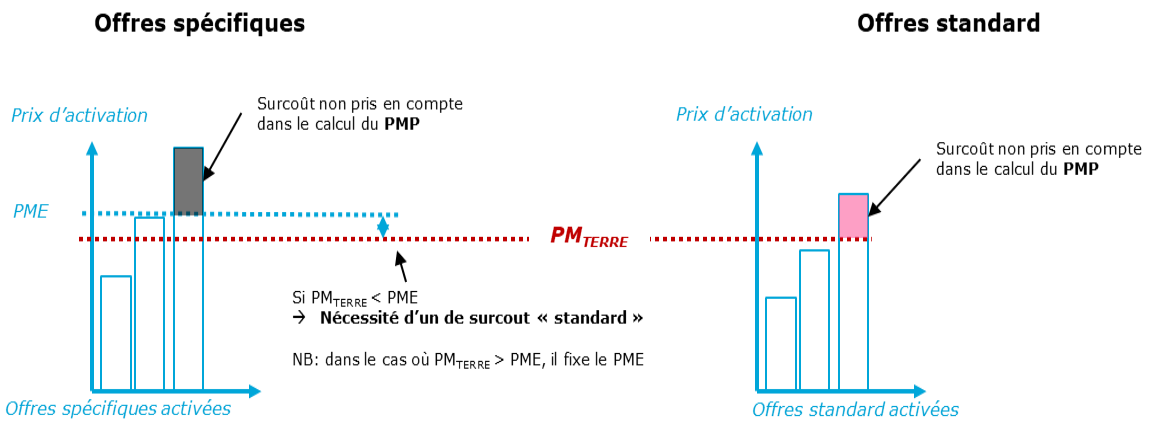
La plateforme transmet aux GRT les offres à activer, ainsi que le prix associé à chaque offre.

Le principe décrit suit la logique selon laquelle une offre standard activée dont le prix d'offre serait supérieur au prix marginal déterminé par la plateforme doit être rémunérée au prix d'offre. Dans le cas contraire, l'offre sera rémunérée au prix marginal.

5.7.4 Impacts sur le calcul du « surcoût » d'ajustement

De la même façon que l'activation d'offres spécifiques pour un motif autre que P=C au-dessus du prix marginal d'équilibrage (PME), engendre un surcoût, l'activation d'offres standard au-dessus du prix marginal issu de la plateforme européenne, le cas échéant, engendre également un surcoût.

Il existe un cas pour lequel le calcul actuel du surcoût ne peut s'appliquer dans le cas des activations standard : lorsque le PME est supérieur au prix marginal issu de la plateforme européenne. Le schéma ci-dessous illustre ce cas particulier.



Afin de pouvoir calculer correctement le surcoût dû à l'activation d'offres standard et/ou spécifiques pour un motif autre que P=C, RTE propose de mettre à jour la formule décrite au chapitre 5.3.2 de la section 1 des règles MA-RE afin de prendre en compte ce cas particulier. Cela revient à différencier le calcul du surcoût entre les offres standard et spécifiques qui n'ont pas nécessairement la même référence : PME systématiquement pour les offres spécifiques, prix marginal de la plateforme européenne dans le cas des offres standard.

5.7.5 Impacts sur le calcul du PMP et de la tendance

Les calculs de la tendance et du PMP ne prenant pas en compte les éventuels « surcoûts » liés à des activations autres que P=C, leurs calculs sont a priori inchangés.

Néanmoins, afin de préciser les formules exactes du PMP, RTE propose d'apporter la précision que le PMP prend, dans le cas des offres standard activées par la plateforme européenne, le prix marginal des offres activées pour la zone de prix France comme référence.

Ces modifications sont apportées aux chapitres 4.10.1.3 et 4.10.1.4 de la section 1 des règles MA-RE.

5.7.6 Impacts sur le calcul du CAE

Par cohérence avec le traitement des « surcoûts » pour les offres spécifiques, il est proposé d'insensibiliser le CAE des surcoûts également dans le cas des offres standard. Dans le cas des offres standard, le surcoût est calculé conformément aux précisions décrites au 5.7.4.

6 EVOLUTION DU PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS

RTE propose de faire un point d'étape des travaux de concertation menés en 2019. Cependant ce sujet ne fait pas l'objet d'une proposition de modification des règles MA-RE dans le cadre de la présente évolution. Ces travaux visent également à préparer l'entrée en vigueur de la méthodologie relative à l'harmonisation du prix de règlement des écarts prise en application du règlement *Electricity Balancing*. Celle-ci a fait l'objet d'une proposition de l'ensemble des GRT en décembre 2018. Cette proposition entrera en vigueur 18 mois après son approbation par les autorités de régulations concernées, approbation attendue vers mi-2020

6.1 Introduction et contexte

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 PRE est calculé en fonction de la tendance d'équilibrage, du prix moyen pondéré (PMP) et du signe de l'écart du RE.

Trois éléments relatifs à la formation du prix de règlement des écarts sont discutés :

- la matrice de prix de règlement des écarts (« single price » ou « dual price »),
- la présence d'un composant additionnel dans le prix de règlement des écarts, ainsi que
- le mode de calcul du prix de règlement des écarts.

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 juin 2017, la délibération de la CRE portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français « demande à RTE d'instruire en 2019 la suppression du facteur k et la définition d'un PRE plus incitatif, pour une mise en œuvre éventuelle au plus tard en 2021 ».

En 2018, le contexte dans lequel s'insère le travail d'évolution du PRE a évolué et continue d'évoluer au niveau européen :

- le règlement Electricity Balancing est entré en vigueur le 18 décembre 2017 ;

- en application de l'article 52 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 proposition, l'ensemble des régulateurs européens ont demandé le 11 aout 2019 aux GRT de modifier leur proposition. Suite à cette nouvelle proposition qui sera faite courant octobre 2019, les régulateurs auront 2 mois pour approuver ou non cette proposition amendée.

Depuis 2018, RTE mène en concertation avec les acteurs de marché une réflexion sur l'évolution du prix de règlement des écarts. Un appel à contributions a été organisé du 23 mai 2019 au 17 juin 2019 sur ce sujet et la restitution des résultats a été partagée lors du GT MA-RE du 21 juin 2019.

RTE propose dans le présent rapport d'accompagnement de présenter les résultats à date des différents travaux menés lors de la concertation des règles MA-RE. Cette présentation au sein du rapport d'accompagnement, sans évolution des règles pour le moment, a pour objectif de :

- partager un bilan intermédiaire des travaux de concertation menés depuis 2018 avec les acteurs de marchés sur les scénarios envisagés ;
- donner de la visibilité sur les évolutions prévues ;
- conserver la possibilité d'adapter et d'affiner la proposition pour se conformer aux évolutions règlementaires possibles suite à l'approbation prévue en début 2020 des propositions soumises aux régulateurs.

La concertation sur ce sujet a fait émerger trois thèmes présentés dans ce rapport d'accompagnement :

- évolution des éléments composant le prix moyen pondéré (PMP), socle du prix de règlement des écarts ;
- évolution de la matrice du prix de règlement des écarts ;
- suppression de la modification de la valeur du « k » ex ante permettant l'équilibre du solde du Compte Ajustements-Ecarts (CAE).

6.2 Modalités de calcul du prix moyen pondéré

6.2.1 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 (yc le netting des écarts réalisé via la plateforme iGCC) se traduit par des écarts aux frontières.

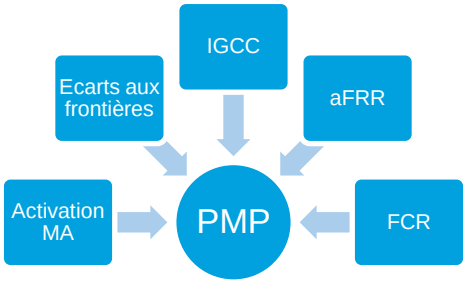
Le prix moyen pondéré (PMP) reflète sur chaque pas demi-horaire le prix des énergies activées dans le sens de la tendance :

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

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, on utilise le prix d'offre (hors surcoût en cas d'activation pour motif réseau, marges ou services système)

Pour les activations d'aFRR, d'IGCC, de FCR et l'écart aux frontières, le prix utilisé pour le calcul du PMP est le prix spot.



6.2.2 Cadre règlementaire

L'article 55, paragraphes 4, 5 et 6 du règlement Electricity Balancing ainsi que l'article 5, paragraphe 3, de la proposition tous GRT Imbalance Settlement Harmonisation encadrent la formule du prix de règlement des écarts, dont le prix moyen pondéré est le socle.

L'article 55 du règlement Electricity Balancing prévoit :

« Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre négatif n'est pas inférieur :

a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage positive activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement ;

b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.

Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre positif n'est pas supérieur:

a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage négative activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;

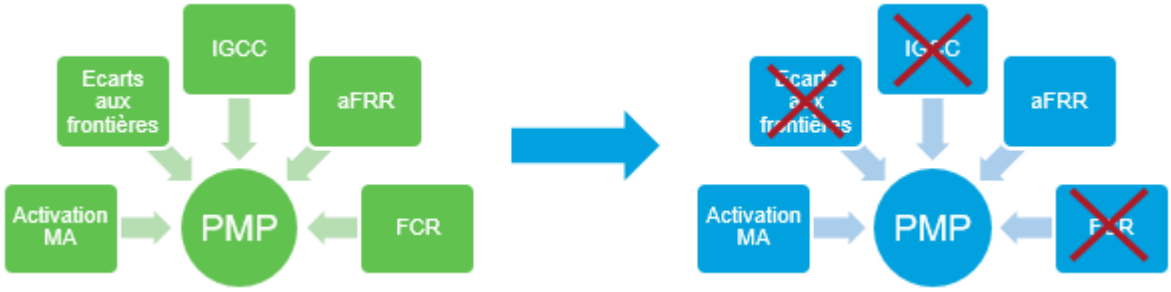
b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.

Lorsque de l'énergie d'équilibrage positive et de l'énergie d'équilibrage négative à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement ont été activées au cours d'une même période de règlement des déséquilibres, le prix de règlement des déséquilibres est déterminé pour le déséquilibre positif et pour le déséquilibre négatif sur la base d'au moins un des principes énoncés aux paragraphes 4 et 5. »

6.2.3 Proposition d'évolution des modalités de calcul du prix moyen pondéré

Dans le cadre des évolutions règlementaires et suite aux retours globalement positifs des acteurs lors du GT du 21 juin, RTE propose de ne plus intégrer ni les écarts aux frontières, ni IGCC, ni la FCR dans le calcul du PMP :

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)	✓	✗



6.2.3.1 Effets attendus

Cette évolution réduit les volumes au prix Spot dans le PMP : on s'attend donc à avoir des valeurs de PMP plus proches des prix des énergies d'activation dans le cadre du MA. 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 affecterait donc le solde du CAE à la hausse.

6.3 Evolution de la matrice du prix de règlement des écarts

6.3.1 Situation actuelle

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

- en tendance à la hausse, c'est par exemple le PMPH 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 PMPB 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.

6.3.2 Cadre règlementaire

Le règlement *Electricity Balancing* (article 52) et la proposition ISH (article 2) précisent que le règlement des écarts doit se faire via un PRE unique : PREp = PREn. Cependant, des cas d'exception à ce principe sont prévus, sous réserve de certaines conditions, conformément à l'article 8 de cette proposition, telles que (i) le respect des paramètres cibles du FRCE ; (ii) la stabilité de la fréquence ; (iii) la capacité de maintenir les flux dans les limites définies par le règlement européen *System Operations.*

6.3.3 Proposition d'évolution de la matrice du prix de règlement des écarts

Deux scénarios principaux ont été discutés :

- Scénario n°1 : Maintien de la matrice actuelle
- Scénario n°2 : Evolution de la matrice pour avoir $PRE_p = PRE_n$

Lors de l'appel à contribution, RTE a proposé 3 matrices qui permettent de satisfaire $PRE_p = PRE_n$.

- La première consiste à supprimer le facteur k, c'est-à-dire à fixer k = 0 dans la matrice actuelle :

Matrice actuelle avec k=0	Tendance hausse	Tendance baisse
PREp = PREn	PMP_H	PMP_B

- La seconde consiste à appliquer la même formule dans tous les cas de figure :

Matrice 2	Tendance hausse	Tendance baisse
PREp = PREn	$PMP_H + k^*\|PMP_H\|$	$PMP_B + k^*\|PMP_B\|$

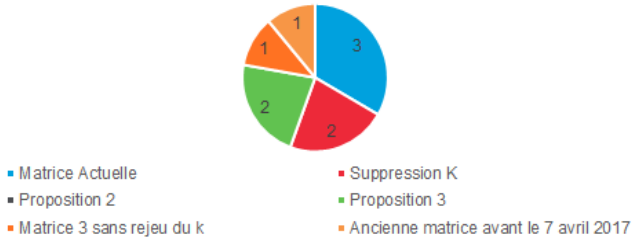
- La troisième est obtenue en différenciant le signe selon la tendance :

Matrice 3	Tendance hausse	Tendance baisse
PREp = PREn	$PMP_H + k^*\|PMP_H\|$	$PMP_B - k^*\|PMP_B\|$

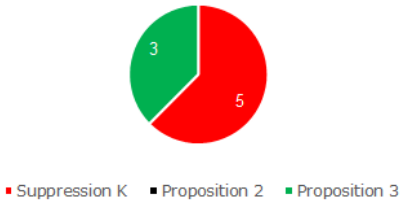
	Matrice actuelle	**Proposition 1**	**Proposition 2**	**Proposition 3**
Conformité cadre réglementaire européen	-*	+	+	+
Incitation à être équilibré	++	Ø	--	Ø
Incitation à contribuer à l'équilibre	Ø	+	--	++
Equilibre du solde du CAE	+	--	-	Ø

*En attendant la méthodologie, approuvée

Le retour des acteurs concernant ces propositions sont partagés et dépendent de la nécessité ou non d'appliquer PREP=PREN conformément au cadre réglementaire :



Conservation possible PREP≠PREN



Obligation d'avoir PREN=PREP

Dans l'hypothèse où le cadre réglementaire final suite à l'approbation des régulateurs européens imposerait la mise en œuvre d'un prix unique pour le règlement des écarts et suite aux discussions du GT 21 juin 2019, RTE propose l'application de la matrice 3 (incitation des RE à contribuer à l'équilibre du système).

Dans le cas contraire, RTE privilégie la conservation de la matrice actuelle qui permet d'inciter les RE à équilibrer leur périmètre.

6.4 Evolution des règles relatives à la modification du coefficient K

6.4.1 Situation actuelle

L'équilibre financier du compte ajustements-écarts est permis par l'utilisation d'un coefficient k, intégré dans la formule du prix de règlement des écarts. Ce coefficient, fixé à une valeur ex-ante, est ensuite actualisé lorsque la valeur cible du solde du compte est définitivement fixée par la CRE sur l'échéance considérée. Ce coefficient actualisé est appelé k'. Cette révision effectuée par année civile, 2 ans après échéance, donne ensuite lieu à une régularisation des factures d'écarts des responsables d'équilibre.

De même, toute révision du coefficient k ex-ante est soumise par RTE à la CRE pour approbation et est déterminée de façon à ce que le solde du CAE soit équilibré au mieux, en particulier en fonction des valeurs historiques constatées sur une période d'au moins 12 mois précédant la date de son calcul. Le coefficient k ex-ante ne peut être révisé plus de 2 fois par année calendaire. Contrairement au k', sa révision n'induit pas de régularisation des factures d'écarts des RE.

6.4.2 Proposition de suppression du rejeu du k'

La majorité des acteurs lors de l'appel à contribution, au sein des différents GT ou des différentes bilatérales encourage vivement la suppression du rejeu du k' ex post afin de :

- Anticiper au mieux leurs factures de RE et gagner en transparence en accédant au PRE au fil de l'eau ;
- Réduire l'incertitude liée à l'activité de RE et permettre une réduction des coûts de fourniture ;
- Simplifier le processus actuel et réduire les délais de paiement final.

RTE est favorable à la suppression du rejeu ex post du coefficient k' sous réserve que le reliquat du solde soit couvert via un mécanisme tarifaire.

En effet, cette suppression a un impact sur le solde du CAE, qui serait alors non nul pour une période donnée. Une révision du coefficient k ex ante permettrait de limiter ce déséquilibre. Cependant la mise en place d'un mécanisme tarifaire sera nécessaire pour couvrir le reliquat du solde du CAE, garantissant ainsi la neutralité financière pour RTE sur une période tarifaire.

RTE propose ainsi les évolutions suivantes (dépendantes l'une de l'autre) :

1. Suppression du rejeu du k' permettant de neutraliser le solde du CAE ;
2. Mise en place d'un processus de révision régulière et systématique du coefficient k pour viser un équilibre ex-ante du CAE sur une période donnée ;
3. Mise en place d'un mécanisme tarifaire permettant de couvrir le reliquat du solde du compte ajustements-écarts et garantissant la neutralité financière pour RTE sur une période tarifaire ;

6.5 Calendrier indicatif

Ces travaux s'inscrivent dans un calendrier évolutif mais contraint par deux éléments :

- La période tarifaire TURPE 6 débutera le 1er janvier 2021. RTE propose que les évolutions proposées aient lieu lors de la nouvelle période tarifaire soit au plus tôt en 2021.
- De plus, afin que les évolutions proposées s'inscrivent dans un cadre réglementaire stable et sécurisé pour tous, RTE propose que ces évolutions soient mises en place une fois que la proposition *Imbalance settlement harmonisation* soumise auprès de l'ensemble des régulateurs européens sera approuvée, et au plus tôt lors de la prochaine évolution des règles MA RE.

7 INTEGRATION DES NOUVELLES INTERCONNECTIONS DEROGATOIRES

7.1 Contexte

Le Règlement n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 portant sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité prévoit via l'article 17 qu'une nouvelle interconnexion en courant continu peut être exemptée de certaines obligations de ce même code et de la directive 2009/72/CE.

L'objectif est ainsi de permettre à des acteurs privés de construire des interconnexions afin de favoriser l'accès au marché.

Afin de cadrer ce type de raccordement, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a publié plusieurs délibérations précisant la procédure d'octroi d'une dérogation, définissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport de ces nouvelles interconnexions dérogatoires (NID) et ainsi que les principes d'intégration dans le modèle de marché français.

Afin de raccorder ces interconnexions, RTE élabore un cadre contractuel en se calant sur l'avancement du premier projet de cet ordre, ELECLINK (1000 MW entre FR et UK).

L'un des derniers modèles de contrat constituant ce cadre contractuel est le contrat d'accès au réseau public de transport NID dont la version dédiée à la période d'essai des NID a été approuvée le 17 juillet 2019 par la CRE. Dans cette délibération, la CRE demande à RTE de lui soumettre pour approbation un modèle de CART-NID définitif dans un délai compatible avec la mise en service commerciale de l'interconnexion construite et opérée par la société ElecLink Limited. En conséquence, RTE met à jour les règles MA RE pour intégrer les impacts liés à l'intégration des NID dans le cadre du modèle de marché français.

7.2 Impacts de l'intégration des NID sur le dispositif RE

La CRE précise dans la délibération du 30 septembre 2010 portant sur l'application de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 (abrogé depuis par le règlement 714/2009) que « L'exploitant d'une nouvelle interconnexion exemptée devra signer un contrat de responsable d'équilibre avec le gestionnaire du réseau public de transport, ou être rattaché à un responsable d'équilibre ».

De même, comme toute interconnexion, RTE calculera l'écart aux frontières : différence entre les données de comptage mesurées aux interconnexions et les échanges programmés aux Interconnexions. Pour les NID, RTE attribuera au périmètre du responsable d'équilibre déclaré par la NID l'écart aux frontières.

Ainsi, l'exploitant d'une NID devra signer un accord de participation en qualité de responsable d'équilibre et notifier à RTE que l'écart aux frontières sera rattaché à lui-même. Le cas

échéant, il devra notifier à RTE, l'annexe permettant de préciser le rattachement de l'écart aux frontières NID à un autre responsable d'équilibre.

Enfin, s'agissant des transactions import/export nominées par les acteurs actifs sur la NID, l'exploitant de la NID les transmet à RTE afin de les rattacher aux différents périmètres d'équilibre.

La section 1 et la section 2 des règles MA RE ont été modifiés afin de préciser :

- la gestion de l'écart aux frontières pour les NID
- le nouvel élément « écart aux frontières » au sein du périmètre RE
- les modalités d'indemnisation du RE en cas d'une indisponibilité non programmée du réseau amont considérée comme provenant du réseau d'évacuation, suite à une information erronée de RTE ou suite à un défaut d'information

8 AUTRES EVOLUTIONS

8.1 Harmonisation et actualisation des dispositions générales

RTE propose une harmonisation et une actualisation des dispositions générales des sections 1 et 2 (chapitre A à D) des règles MA-RE.

Il a été notamment précisé que les annexes font partie intégrante des règles MA-RE (articles 2.2.3 de la section 1 et B.2 de la section 2) et sont donc soumises aux mêmes modalités de révision (articles 2.3 de la section 1 et B.5 de la section 2).

Il est aussi apparu nécessaire de clarifier les modalités de cession et de transfert des accords de participation, afin de préciser que ces opérations ont lieu dans les conditions établies par le Code civil et le Code de commerce (articles 2.5 de la section 1 et C.5 de la section 2). Ces précisions visent à faciliter l'activité économique des acteurs de marché et surtout à éviter que les modalités de transfert des accords de participation ralentissent les opérations de fusion et scission de sociétés titulaires d'un accord de participation.

Les comportements pouvant aboutir à une suspension ou résiliation de l'accord de participation n'ont subi aucune modification, mais dans un objectif de transparence et de clarté, lorsque le non-respect d'une disposition peut donner lieu à résiliation au titre des articles 2.17 de la section 1 et C.7 de la section 2, il a été précisé au sein de cette même disposition que sa violation peut aboutir à une résolution (voir notamment les paragraphes ajoutés aux articles 2.16, 4.2.4.1.2, 4.6.1.2.4 de la section 1 et C.3.1, C.4.5, C.4.5, C.4.6, C.4.7, C.4.8 de la section 2).

Les dispositions des articles 2.8 de la section 1 et B.4 de la section 2, relatifs à la responsabilité, et des articles 2.7 de la section 1 et B.9 de la section 2, relatifs à la confidentialité, ont été reformulées et détaillées afin que les acteurs en aient une meilleure compréhension et qu'ils en saisissent les enjeux.

8.2 Modalités de tests prévues par des dispositions règlementaires

RTE propose de préciser le cadre règlementaire pour les offres activées dans le cadre de tests prévus par des dispositions règlementaires telles que le mécanisme de capacité.

Conformément aux règles du mécanisme de capacité, des tests sont engagés via des activations sur le MA lors des jours et plages PP2 pour vérifier la disponibilité de l'ensemble des capacités valorisées.

Des modalités spécifiques de mise en œuvre de ces tests sont précisées à l'article 7.9.4 des nouvelles règles du mécanisme de capacité (calcul du critère de défaillance, rémunération de l'activation au PME, …).

La proposition de modification précise que des dispositions règlementaires permettent, hors règles MA-RE, de définir des modalités spécifiques d'activation et de rémunération.

8.3 Evolution de la gestion des périmètres

8.3.1 Fiabilisation du processus de gestion des périmètres sur le mécanisme d'ajustement

Le processus actuel de gestion des périmètres sur le mécanisme d'ajustement prévoit que les acteurs d'ajustement s'adressent à RTE pour demander la création d'une EDA, puis aux GRDs concernés pour demander le rattachement de sites RPD à cette EDA, rattachements qui seront ensuite transmis par les GRDs à RTE.

Dans ce processus, RTE n'a pas connaissance en amont des GRDs concernés, avant qu'ils ne se manifestent d'eux-mêmes pour déclarer des rattachements de sites. Ceci a un impact sur le bon déroulement du processus lors des deux situations suivantes :

Situation 1: Lors de la création d'une nouvelle EDA et de la première déclaration de rattachements de sites à cette EDA par les GRDs, le processus prévoit que RTE signale les nouvelles EDA créées avec leur code d'identification aux GRDs, afin que ceux-ci puissent déclarer les rattachements de site sur la base d'une codification fiable.

N'ayant pas de visibilité sur quels sont les GRDs véritablement concernés, RTE publie la liste des nouvelles EDAs et leurs codes à tous les GRDs existants, même ceux qui n'ont aucun site participant au mécanisme d'ajustement sur leur territoire, au lieu de faire une publication ciblée.

Situation 2: Dans le cas d'un GRD jusque-là non concerné par le mécanisme d'ajustement, et dont un premier site se met à participer au mécanisme d'ajustement, la mise en place de l'échange de données entre ce GRD et RTE, relatif à la déclaration des rattachements de sites, peut prendre du retard par rapport aux premières échéances mensuelles de mise à jour des périmètres incluant ce site.

Pour les mêmes raisons que précédemment, RTE ne peut pas prendre contact avec lui pour faciliter la mise en place de l'échange de données, ni alerter l'acteur sur le fait, qu'en attendant la mise en place de cet échange, la composition de l'EDA issue du processus de gestion des périmètres est incomplète.

Ainsi, afin de fiabiliser le processus de gestion des périmètres sur le mécanisme d'ajustement, RTE propose, qu'à partir d'une date F, notifiée aux acteurs un mois à l'avance, les acteurs tiennent à jour, à chaque mise à jour mensuelle des périmètres, la liste des GRDs qui sont concernés par chacune des EDAs de leur périmètre et dont RTE recevra des déclarations de rattachement de sites. Ainsi, RTE pourra cibler ses publications, faciliter la mise en place des échanges de données avec les nouveaux GRDs et alerter l'acteur en cas d'EDA incomplète.

8.4 Programmation

8.4.1 Qualité de responsable de programmation

Suite à la mise en service de l'outil TOPASE pour la transmission des programmes d'appel par les responsables de programmation, RTE propose d'ajouter un article dans la partie sur la programmation qui définit la qualité de responsable de programmation.

A la manière de ce qui est décrit pour un acteur d'ajustement à l'article 4.4.1, RTE propose que pour devenir responsable de programmation, toute personne morale doit effectuer des tests sur l'outil TOPASE pour signifier qu'il est capable de transmettre des programmes d'appel conformes à ce qui est attendu. Cet ajout permet de rappeler que la qualité de responsable de programmation est subordonnée à la signature de l'accord de participation en annexe 3 (cette mention était faite uniquement dans les définitions).

Cette évolution est décrite à l'article 3.1 des règles MA-RE v9.1.

8.4.2 Modifications de l'annexe 6 relative à l'évolution du CART GMP

8.4.2.1 Contexte sur l'évolution du CART GMP

Le projet de CART GMP a été suspendu par la CRE depuis juillet 2016, dans l'attente d'une évolution préalable de la réglementation portant sur les conditions de raccordement et de contractualisation de l'accès au réseau des groupements multi-producteurs. La publication du décret 2018-544 du 28 juin 2018 portant notamment sur les raccordements multi-producteurs a eu des impacts sur ce projet de CART GMP, qui se présente désormais sous la forme d'une évolution du CART Producteur, auprès des groupements multi-producteurs nouveaux et existants. Cette évolution est concertée dans le cadre du GT producteur.

Le décret n°2018-544 du 28 juin 2018 précise que l'ensemble des installations raccordées est considéré « comme étant une seule installation de production », ce qui permet d'appliquer à ce groupement de producteurs le CART Producteur aux mêmes conditions que celles appliquées à un seul producteur.

Le fait de considérer l'ensemble des installations comme une unique installation de production, ainsi qu'indiqué par le décret, pourrait poser un problème pour la question des RP, en imposant un RP unique pour l'ensemble de l'installation. Cependant, pour tout site de production indirectement raccordé qui souhaite avoir un accès au marché, le contrat de prestations annexes pour le service de décompte impose que ce site de production désigne son propre RP en remettant l'accord de rattachement correspondant à RTE. Le service de décompte permet d'affecter un RP distinct à chaque installation de production du groupement qui a souscrit ce service.

D'autre part, en considérant que le décret indique à l'article D.342-15-4 que « le demandeur du raccordement assure les fonctions et obligations dévolues au producteur au titre de la réglementation », il devient possible d'imposer à ce demandeur de désigner, comme tout producteur, un RP même s'il programme zéro la majeure partie du temps. Ainsi, ce RP peut jouer le rôle de « RP de tête bouclant ».

8.4.2.2 Impact sur l'annexe 6 des règles MA-RE

Les évolutions du CART GMP impactent donc les règles MA-RE et notamment l'annexe 6 d'accord de rattachement entre le responsable de programmation et un utilisateur en vue du rattachement de groupes de production au périmètre de ce responsable de programmation.

Il apparaît nécessaire de décrire la notion de « RP de tête bouclant » dans les règles MA-RE : en effet le CART, qui est signé par le client de tête du GMP et RTE, ne suffit pas pour engager le RP du client de tête qui en portera la responsabilité.

Les modifications ont été faites à l'annexe 6 de la section 1 des règles MA-RE avec l'ajout d'un paragraphe qui impose :

- au client de tête d'informer le responsable de programmation du des sites en décompte
- au responsable de programmation que la résiliation du Contrat de Service de Décompte ou le défaut de rattachement à un Périmètre de Programmation d'un Site en décompte implique le rattachement de la programmation de ce Site en décompte à son Périmètre de Programmation.

Les autres impacts pour le RP sont décrits :

- Dans le CART, qui lie le client de tête et RTE
- Dans le CPA-SD, qui lie chaque producteur en décompte et RTE.

8.4.3 Participation des sites de soutirage aux services système

RTE souhaite autoriser à l'échéance mi 2020 plus de souplesse dans les règles services système au niveau de la composition des entités de réserve (les EDR pourront s'appuyer sur plusieurs programmes de réserve de groupes de production et de sites de soutirage).

Ce changement nécessite au préalable une évolution du chapitre « Programmation » des règles MA-RE, qui vise :

- à appliquer à la programmation en services système des sites de soutirage les mêmes modalités contractuelles que celles actuellement requises pour les groupes de production ;
- à introduire la notion d'entité de programmation de soutirage (EDPSoutirage), entité de programmation composée de sites de soutirage participant aux services système.

8.4.3.1 Modalités contractuelles

Ainsi, pour participer au réglage automatique de la fréquence au moyen d'un site de soutirage, un responsable de réserve devra se déclarer préalablement auprès de RTE en tant que responsable de programmation.

Puis en tant que responsable de programmation, il demandera à RTE la création d'une EDP Soutirage, sur laquelle sera envoyé le programme d'appel des services système des sites de soutirage concernés.

8.4.3.2 Impact sur les échanges de données en vigueur

Périmètre de programmation : les EDP Soutirage apparaîtront dans le périmètre de programmation du responsable de programmation, en lieu et place des actuelles entités de réserve de type soutirage, qui sont en fait du ressort du périmètre de flexibilité du responsable de réserve. Ces dernières continuent d'apparaître dans le périmètre de réserve du responsable de réserve.

Programmes d'appel : les EDP Soutirage remplaceront les Entités de Réserve de type soutirage dans l'envoi des programmes d'appel, transmis en quintuplet. Le format des programmes d'appel reste inchangé.

Programmes de marche : il n'y pas d'impact sur les programmes de marche. Suite à l'activation de sites de soutirage sur le mécanisme d'ajustement, ceux-ci continueront d'être tracés par RTE ou renvoyés par les acteurs d'ajustement à la maille de l'EDA soutirage.

8.4.3.3 Définition d'une Entité de Programmation Soutirage (EDP Soutirage)

RTE propose la définition suivante d'une Entité de Programmation Soutirage.

Une Entité de Programmation Soutirage est une unité élémentaire de programmation correspondant à un ou plusieurs sites de soutirage aptes à participer à la fourniture de service système de réglage de fréquence, et pour laquelle un programme d'appel est établi par un responsable de programmation.

Une Entité de Programmation Soutirage est constituée:

- d'un ou plusieurs Sites de Soutirage aptes à la fourniture de services système de réglage de fréquence
- localisés exclusivement sur le Réseau de Transport ou exclusivement sur le Réseau de Distribution

Une Entité de Programmation Soutirage n'est pas une sous-catégorie d'une Entité de Programmation.

Un site de soutirage ne peut appartenir qu'à une seule EDP Soutirage d'un même périmètre de programmation.

RTE propose de gérer par une date C, notifiée aux responsables de réserve un mois à l'avance, et correspondant aux évolutions mises en œuvre dans le cadre des règles service système service, le fait qu'une Entité de Réserve de type Soutirage puisse s'appuyer sur plusieurs programmes en réserve (c'est-à-dire être composé de plusieurs EDP soutirage ou EDP dans le cas d'installations de stockage participant au mécanisme d'ajustement). Jusqu'à cette date, une Entité de Réserve de type Soutirage devra continuer à s'appuyer sur un seul programme, donc une unique EDP Soutirage. L'Entité de Réserve de type Soutirage et l'EDP Soutirage devront porter le même nom.

8.5 Harmonisation de l'échéance d'envoi des courbes de charge pour les sites de soutirage profilés

8.5.1 Contexte

Au plus tard à partir du 4 janvier 2020, les courbes de charge des sites télérelevés raccordés au RPD pour une semaine S, sont envoyées par le GRD à RTE et à l'acteur d'ajustement concerné au plus tard à 12h le vendredi de la semaine S+1.

Dans le cas des sites de soutirage profilé, cet envoi doit se faire par le GRD ou l'acteur d'ajustement (si les données produites par les GRD ne présentent pas les caractéristiques nécessaires à la certification des effacements de consommation d'électricité) au plus tard à 12h le jeudi de la semaine S+2.

8.5.2 Proposition de RTE

RTE propose d'harmoniser l'échéance d'envoi des courbes de charge des sites profilés sur l'envoi des courbes de charge des sites télérelevés lorsque les données sont envoyées par le GRD et par l'acteur d'ajustement. RTE propose l'harmonisation des échéances d'envoi à l'entrée en vigueur des règles MA-RE v9.1.

Les modifications ont été faites à l'article 4.5.2.1.2.2.

8.6 Evolution sur les conditions d'utilisation des offres spécifiques

8.6.1 Contexte

Avec l'automatisation du traitement de la réception des ordres d'ajustement spécifique, RTE constate que des ordres sont parfois refusés en raison d'une vision différente du début de l'ordre par RTE et les receveurs d'ordres.

Des différences dans le calcul de de l'heure de fin de l'activation sont à l'origine de ce phénomène, issues de deux facteurs :

- d'une part, RTE applique les règles d'arrondis de la traçabilité explicités à l'article 2.14.3 des règles MA-RE alors que les acteurs calculent généralement la date de fin d'activation à la seconde près.
- d'autre part, le délai de *pulling* (traitement) introduit un écart entre la référence de début de DMO, considérée par RTE au moment de la mise à disposition de l'ordre, alors que le receveur d'ordre calcule l'instant de désactivation à partir de l'acquittement de l'ordre.

Par conséquent, certains ordres bornés envoyés par RTE prévoient des instants de fin d'activation antérieure de quelques secondes à celle calculée par l'acteur, entrainant un refus automatique de l'ordre.

Par exemple, un ordre à effet immédiat envoyé à 11h00min43s a une fin calculé à 11h40min00s avec un DMO = 9 minutes et un Domin = Domax = 30min. Si l'acteur réalise la consultation de l'ordre à 11h01min32s, celui-ci calculera une heure de fin à 11h40min32s et refusera l'ordre pour 32 secondes.

8.6.2 Proposition de RTE

RTE propose que la durée minimale d'utilisation soit différente de la durée maximale d'utilisation dans la déclaration des conditions d'utilisation des offres spécifiques par l'acteur d'ajustement. Les modifications ont été faites aux articles 4.3.1.3.2 et 4.3.1.3.3 de la section 1 des règles MA-RE.

8.7 Evolution concernant le traitement des indisponibilités non programmées du réseau public de transport (hors réseau d'évacuation)

8.7.1 Extension du cadre dérogatoire prévu pour les activations par le biais d'un

automate

Pour rappel, cet article 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 (la version applicable au 1er janvier 2018) RTE avait proposé la mise en œuvre de modalités dérogatoires dans le cas où une offre d'ajustement est activée par le biais d'un automate réseau afin de résoudre des congestions réseau du RPT.

En effet, RTE avait indiqué que la mise à disposition de capacités ajustables par le biais d'un automate réseau et le fonctionnement de ces automates présentaient 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 seraient activés par ce biais.

Ces conventions techniques peuvent concerner des sites d'injection raccordés sur le RPD ou le RPT ainsi que des sites de soutirage raccordés au RPT.

L'un des cas d'usage identifié pour l'application de ces dispositions concerne le recours à la flexibilité des producteurs HTA 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 curative dont le délai de mise en œuvre est compris entre quelques dizaines de secondes et cinq minutes. Dès lors, une action par automate réseau est envisagée.

RTE propose 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 des 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.

L'extension du cadre dérogatoire à quelques cas d'activations manuelles se justifie par le fait qu'il reste nécessaire de déroger notamment :

- à l'échéance et au canal de transmission des offres d'ajustement et de leurs conditions d'utilisation ;
- au seuil minimal de puissance offerte ;
- aux modalités techniques de transmission des ordres d'ajustement ;
- aux utilisations possibles par RTE de l'offre d'ajustement ;
- aux échéances de publication des données relatives à l'ajustement.

Les activations manuelles constitueront des limitations préventives et non curatives. RTE souhaite minimiser le recours à ces limitations préventives et propose donc de les limiter aux cas d'indisponibilité connue de l'automate ou dans l'attente de la mise en service de l'automate.

Enfin, RTE rappelle que le cadre contractuel prévu dans les règles MA-RE n'est pas une obligation et relève du choix de l'acteur concerné. En tout état de cause, l'alternative à l'utilisation du cadre contractuel prévu dans les règles MA-RE consiste à compenser le site impacté via son contrat d'accès au réseau. Ainsi, la limitation aura toujours bien lieu.

Il s'agit donc ici de proposer un cadre contractuel adapté aux acteurs concernés, qui a l'avantage de proposer un cadre de compensation standardisé et permet la correction automatique des périmètres d'équilibre des RE impactés.

8.7.2 Réorganisation des dispositions concernant les indisponibilités non programmées du réseau public de transport

Pour plus de lisibilité, il est proposé de reprendre dans l'article 4.4.9 (indisponibilités non programmées du réseau public de transport hors réseau d'évacuation), l'ensemble des dispositions afférentes au traitement par le mécanisme d'ajustement de ces indisponibilités, en particulier :

- De répéter dans les règles MA les dispositions relatives au traitement de ces indisponibilités par le MA telles qu'elles figurent dans le CART-Producteur ;
- De remonter dans cet article les dispositions figurant actuellement à l'article 4.10.1 concernant les indicateurs et informations publiques du MA et qui ont trait non à la publication d'information, mais précisent le prix des ajustements à la hausse ou à la baisse applicable aux GDP non constitutifs d'EDA activés pour le traitement des indisponibilités non programmées du réseau amont.

8.8 Autres évolutions relatives au dispositif de responsable d'équilibre

Plusieurs évolutions mineures ont été introduites au sein du chapitre A à D et E pour tenir comptes des évolutions concertées, prendre en compte les évolutions liés à la dématérialisation de certaines annexes, sécuriser et/ou rendre plus souple certains processus opérationnels.

8.8.1 Autres évolutions du chapitre A à D

Les évolutions mineures introduites au sein du chapitre A à D sont les suivantes :

8.8.1.1 Découpage du calcul d'écart en sous-maille

En application de l'article 54(4) du règlement « Electricity Balancing », RTE propose la révision de l'article C15.1 afin de découper l'écart du RE en sous mailles, selon les éléments constitutifs du périmètre du RE : Position (écart déclaratif), Volume alloué (écart physique) et Correction du déséquilibre (données d'équilibrage).

8.8.1.2 Evolution concernant les sites sous contrat d'obligation d'achat

Afin de répondre à la demande d'EDF OA lors de la consultation des règles V9 et de plusieurs sites sous OA, RTE propose d'aligner les changements de périmètre du RE désigné par l'acheteur obligé avec les dates d'effet et d'échéance des contrats en obligation d'achat.

8.8.1.3 Ajout de précisions concernant le passage de la réconciliation temporelle au PRE

Pour rappel, afin de responsabiliser chaque RE sur des volumes plus précis en utilisant les nouvelles données offertes par les compteurs communicants, la CRE a demandé à RTE de faire évoluer les règles RE pour que les énergies affectées en réconciliation temporelle soient réglées par les RE au PRE. Cette évolution est précisée dans les règles en vigueur et sera effective à partir du 1er juillet 2020.

Comme précisé au GT MA-RE du 17 mai 2019, RTE propose de préciser au sein de cette version des règles les impacts liés à la prise en compte de la facture RT au sein du compte ajustement-écarts (CAE) :

- Intégrer le résidu financier des factures RT au sein du CAE ;
- Supprimer la rémunération appliquée en RT (cette dernière sera réalisée lors du reversement du CAE).

8.8.1.4 Dématérialisation des annexes C7/C8 et C9

Dans le cadre de l'engagement d'un nouveau projet RTE, concernant la transformation digitale, les annexes C7, C8 et C9 seront dématérialisées à partir d'une date S (date prévisionnelle S2 2020).

A cet effet, la section 2 a été révisée afin de modifier les processus opérationnels liés à l'évolution des périmètres RPT et mettre en œuvre de nouvelles annexes dématérialisées : C7bis, C8bis et C9bis remplaçant à terme les anciennes annexes C7, C8 et C9.

8.8.1.5 Intégration d'un avenant à la garantie bancaire

Afin de sécuriser le dispositif RE, améliorer la réactivité des RE et alléger les procédures administratives des différentes parties, RTE propose de permettre aux RE la transmission d'un avenant en lieu et place d'une nouvelle garantie bancaire en cas de modification du montant et/ou de la durée de la garantie bancaire à première demande. Ces dispositions ont également été précisées au sein de la section 1.

8.8.1.6 Précision sur les conditions d'acceptation des PEBs en cas de suspension d'un RE

RTE propose de préciser les conditions d'acceptation des PEB à l'article C9 des règles RE lorsque le RE vendeur ou le RE acheteur est suspendu conformément à l'article C6.

En effet, la suspension a pour effet de rendre impossible les nominations des éléments déclaratifs. En conséquence, l'accès à PEB est immédiatement suspendu et tous les PEB non encore acceptés à l'instant de la suspension ne seront pas validés pour les PEB impliquant le RE concerné et sa contrepartie.

En complément, les conditions pour accéder à l'application PEB ont été précisées, en ligne avec les conditions définies auparavant pour l'application NEB.

8.8.2 Evolutions du chapitre E

Les modifications introduites au chapitre E visent :

1. A tenir compte des évolutions concertées en Comité de Gouvernance du Profilage visant à modifier la méthode de calcul des consommations et productions profilées pour le calcul des écarts.

   Le passage de la réconciliation temporelle au PRE à compter de juillet 2020 vise à ce que les RE règlent les énergies rectifiées durant la phase de réconciliation temporelle au prix de règlement des écarts et non plus au prix spot. En cohérence avec cette évolution, la modification propose que les courbes de charge profilées de consommation et de production soient calculées en utilisant les relevés d'énergie chevauchant la période de calcul du BGC.

   Cette évolution du chapitre E étant conditionnée à une approbation du chapitre F des règles par la CRE, elle est associée à une date « F » pour son entrée en vigueur.

2. A permettre aux RE d'accéder aux données de comptage des sites pour lesquels ils sont autorisés en tenant compte de l'ensemble des situations possibles : comptage IP non encore déployé ou comptage IP déjà déployé. Les autorisations d'accès aux données prévues aux annexes E-FC1 et E-FC2 ont donc été modifiées en conséquence.

3. A préciser les modalités de révision des conditions particulières des contrats GRD-RE (modifications des E.3.4 et E.5) et à élargir à l'ensemble des contrats d'accès au RPD la définition des éléments d'injection entrant dans la composition des périmètres d'équilibre.

9 ANNEXE 1 - TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES 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	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 2020
1	Programmation des capacités de production RPD-Installations ne participant pas au MA *Date héritée des règles v8.3*	Date D (section 1)	S2 2018
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)	2021
1	Envoi, par les acteurs d'ajustement, des GRDs concernés par chacune des EDA.	Date F (section1)	mi 2020
1	Transmission des offres standard de RR par l'acteur d'ajustement et transmission des programmes de marche (PM) pour les ordres standard de RR par le receveur d'ordre *Date héritée des règles v9*	Date M (section1)	mi 2020 (lié à l'arrivée de TERRE)
1	Transmission des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques par le receveur d'ordre *Date héritée des règles v9*	Date M' (section1)	Début 2021
1	Evolution des publications *Date héritée des règles v9*	Date P (section 1)	mi 2020
1	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la pré-qualification *Date héritée des règles v9*	Date R (section 1)	2021
1	Stockage : étape 2 permettant une pleine valorisation du stockage	Date S (section 1)	S1 2021

1	Nouveau modèle de valorisation des ajustements *Date héritée des règles v9*	Date T (section 1)	mi 2020
1	Evolution du critère de défaillance *Date héritée des règles v9*	Date U (section 1)	Début 2021
1	Evolution des modalités de calcul des volumes commerciaux des offres activées spécifiques *Date héritée des règles v9*	Date V (section 1)	Début 2021
1	Fin de la période d'exploitation sous contrôle	Date X (section 1)	Janvier 2021 (~6 mois après les premières connexions à TERRE)
1	Evolution des modalités de calcul des marges et de leur publication	Date Z (Section 1)	T3 2020
2	Suspension du contrat d'un RE *Date héritée des règles v8.2*	Date D (section 2)	S2 2019
2	Transmission des courbes de charges RT dès la phase Ecart (sous réserve d'approbation des modifications du chapitre F)	Date F Section 2	Juillet 2020
2	Nouveau modèle de valorisation des ajustements *Date héritée des règles v9*	Date T (section 1)	mi 2020
2	Dématérialisation des annexes C7, C8 et C9	Date S (section 2)	S2 2020