Réseau de transport d'électricité

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

Rapport d'accompagnement de la proposition de règles MA-RE soumise à la CRE le 22 décembre 2015

Table des matières

1. Exposé des motifs 4

2. Augmenter la concurrence sur le mécanisme d'ajustement en favorisant la participation de nouvelles capacités 6

2.1 Règles expérimentales relatives à la sous-mesure 6

2.2 Permettre la participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché 6

2.2.1 Participation simultanée au MA et à NEBEF 6

2.2.2 Participation simultanée au MA et au dispositif d'interruptibilité 9

2.3 Compléter le catalogue de méthodes pour le contrôle du réalisé 9

3. Approfondir les modalités de participation des sites de soutirage au mécanisme d'ajustement : Introduction du modèle corrigé sur les sites RPD 11

3.1 Proposition d'évolution par rapport à l'existant 11

3.1.1 Périmètre d'applicabilité du modèle corrigé 11

3.1.2 Optionalité ou exclusivité 12

3.1.3 Modalités de prise en compte des volumes ajustés 12

3.2 Calendrier indicatif 15

4. Poursuivre les travaux relatifs à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre 17

4.1 Faire évoluer le calcul du volume d'énergie journalier 17

4.2 Faire évoluer le dispositif de service d'échange de blocs 17

4.2.1 Propositions d'évolutions par rapport à l'existant 17

4.2.2 Prise en compte de la recommandation de la CRE 17

4.2.3 Simplification opérationnelle du dispositif d'échange de blocs 18

4.2.4 Modification des règles de prise en compte des programmes d'échange de blocs 18

4.2.5 Modalités de facturation du service d'échange de blocs 19

4.2.6 Mettre en place des modalités techniques d'échange cohérentes avec les standards européens 19

4.2.7 Modification du pas de programmation 20

4.2.8 Calendrier indicatif 20

5. Evolution des flux financiers des règles MA-RE 23

5.1 Rappel du fonctionnement général du compte ajustements-écarts 23

5.2 Vers une intégration au CAE de l'ensemble des coûts et recettes relatifs à l'énergie d'équilibrage du système électrique 24

5.2.1 Coûts et recettes liés aux activations sur le mécanisme d'ajustement 24

5.2.2 Intégration des flux financiers relatifs aux réglages automatiques au CAE 24

5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages au CAE 25

5.2.4 Synthèse 29

5.3 Allocation des charges et recettes du CAE aux responsables d'équilibre en écart 29

5.3.1 Matrice actuelle de règlement des écarts 29

5.3.2 Evolution du calcul de la tendance 30

5.3.3 Modification des incitations lors de prix négatifs 32

5.3.4 Utilisation d'un prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts (« single price ») 33

5.3.5 Intégration des nouveaux flux financiers dans la formation du prix de règlement des écarts 36

5.4 Equilibre financier annuel du CAE 38

5.4.1 Facteurs conduisant à la nécessité d'un rééquilibrage financier du CAE 38

5.4.2 Modalités d'équilibre financier du CAE 39

5.4.3 Evolution de la formule de rémunération des factures de reversement et réconciliation temporelle 39

5.4.4 Impact sur l'équilibre annuel du CAE des évolutions proposées aux §5.2 et §5.3 40

5.5 Publication 42

5.6 Calendrier indicatif 42

6. Autres 44

6.1 Précisions concernant la préséance économique 44
6.1.1 Clarifier les règles de préséance économique lors de l'activation d'une offre d'ajustement sur plusieurs plages de prix 44
6.1.2 Clarifier l'interclassement économique des offres 44
6.2 Faire évoluer les échanges de données entre RTE et les GRD dans le cadre du mécanisme d'ajustement 45
6.2.1 Gestion des périmètres d'ajustement RPD 45
6.2.2 Introduction d'un régime de mandat 46
6.3 Simplification de la gestion des périmètres d'ajustement 47
6.4 Faire évoluer les modalités de décompte des ajustements, des NEBEF et des énergies de réglage 47
6.4.1 Principes de prise en compte dans la reconstitution des flux 48
6.4.2 Modèle 1 : Consommation ajustée 49
6.4.3 Modèle 2 : Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre 49
6.4.4 Modèle 3 : Intégration dans l'Ecart National de Profilage et révision des différentes étapes de la reconstitution des flux 49
6.4.5 Modèle 4 : Absence de prise en compte de l'énergie 51
Annexe 1. Réponse de RTE aux remarques des acteurs 52

1. EXPOSE DES MOTIFS

Le 26 février 2015, la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») a approuvé une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (« règles MA-RE »).

Dans sa délibération du 26 février 2015[1], la CRE a demandé à RTE de poursuivre les travaux engagés sur les règles MA-RE autour de trois axes principaux :

- augmenter la concurrence sur le mécanisme d'ajustement en favorisant l'entrée de nouveaux acteurs ;
- approfondir les modalités de participation des sites de soutirage au mécanisme d'ajustement ;
- poursuivre les travaux relatifs à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre.

Par ailleurs, dans la délibération du 12 mars 2014[2] portant fixation du solde définitif du compte ajustements-écarts à atteindre pour l'année 2012, la CRE a recommandé à RTE de mettre en place un cadre de réflexion, en concertation avec les acteurs de marché, traitant de l'évolution de la gestion de l'ensemble des flux financiers relatifs à l'équilibrage.

Au-delà des recommandations de la CRE, RTE propose de mettre en cohérence les règles MA-RE avec les dernières évolutions des règles relatives aux effacements de consommation au service du marché et des règles relatives aux services système.

Pour atteindre ces différents objectifs, RTE a repris la concertation relative aux règles MA-RE dès le 21 janvier 2015 au sein du groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE. Les présentations faites dans le cadre de ce GT sont disponibles sur le site du CURTE[3]. Du 15 juillet au 4 septembre 2015, un appel à contributions a été proposé aux acteurs de marché afin qu'ils puissent s'exprimer sur les axes de travail susmentionnés. A l'issue de cette phase d'instruction et de travaux avec les parties prenantes, RTE a rédigé un premier projet de règles consistant à mettre en cohérence les modalités de reconstitution des flux des responsables d'équilibre avec les dernières évolutions des règles relatives aux effacements de consommation au service du marché (« règles NEBEF 2.1 ») et des règles relatives aux services système (« règles services systèmes »). Ce projet de règles a fait l'objet d'une consultation publique du 22 septembre au 13 octobre 2015. RTE a ensuite élaboré un second projet de règles regroupant l'ensemble des évolutions fonctionnelles. Ce projet de règles a fait l'objet d'une consultation publique du 19 octobre au 16 novembre 2015.

Actility, la CNR, Danske Commodities, Direct Energie, EDF, EDF Trading, Energy Pool, Engie, Eqinov DSM, France Energie Eolienne, les GRD, Markener, Smart Grid Energy, RES, Solvay Energy, l'Uniden et Voltalis ont répondu à l'appel à contributions et/ou aux deux consultations publiques susmentionnées.

[1] http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/programmation-mecanisme-d-ajustement-responsable-d-equilibre3/consulter-la-deliberation

[2] http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/ajustements-ecarts

[3] https://concerte.fr/commissions/cam-gt-evolution-des-r%C3%A8gles

Le présent document constitue le rapport d'accompagnement de la proposition de règles MA-RE soumise par RTE à la CRE en application des articles L. 321-10, L.321-14, L.271-1, L.321-15-1 du Code de l'énergie et de l'article 3 du décret 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité. Il 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 remarques formulées par l'ensemble des parties prenantes à l'occasion de l'appel à contributions ou des consultations publiques.

2. AUGMENTER LA CONCURRENCE SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT EN FAVORISANT LA PARTICIPATION DE NOUVELLES CAPACITES

2.1 Règles expérimentales relatives à la sous-mesure

La question de l'utilisation d'une sous-mesure pour évaluer un effacement de consommation a été abordée à de nombreuses reprises :

- en 2011, par Energy Pool dans le cadre du GT « Contrôle du réalisé », avec pour objectif de déterminer plus précisément les volumes effacés ; et
- en 2013, par Engie, dans le cadre de la concertation sur le mécanisme NEBEF, avec pour objectif de permettre à plusieurs opérateurs de valoriser des effacements sur un unique site de consommation.

Jusqu'ici, cette question n'a pas pu faire l'objet d'une instruction du fait du traitement de sujets prioritaires dans le cadre de la concertation (enrichissement du catalogue des méthodes de contrôle du réalisé, qualification des données des opérateurs d'effacement).

Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, RTE a proposé une instruction cohérente de la sous-mesure dans le mécanisme d'ajustement (MA), le mécanisme NEBEF et les services système.

Les acteurs de marché se sont majoritairement exprimés en faveur de la mise en place de règles expérimentales pour la sous-mesure. Pour autant, exhiber des cas concrets où la sous-mesure est indispensable s'est avéré complexe. Direct Energie, EDF, Eqinov et les GRD ont par ailleurs estimé que les conditions n'étaient actuellement pas réunies pour la mise en place d'une telle expérimentation.

Par conséquent, RTE propose que la mise en place de règles expérimentales pour la sous-mesure sur le MA soit reportée. Elle sera d'abord testée dans le cadre des services système et son extension au MA sera instruite dans le cadre de la feuille de route du MA. Lors de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, l'UNIDEN, Votalis et RES ont regretté ce report.

2.2 Permettre la participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché

Dans sa délibération du 26 février 2015 relative aux règles MA-RE v7, « *la CRE demande à RTE de poursuivre les travaux sur […] la possibilité d'une participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché* ».

2.2.1 Participation simultanée au MA et à NEBEF

Les règles en vigueur sur le MA et le mécanisme NEBEF permettent l'appartenance simultanée d'un site à une EDE et une EDA dans le périmètre d'un même acteur de marché. Cependant si, sur un même pas de temps, un effacement est déclaré dans le cadre de NEBEF et un ajustement est activé par RTE sur le MA, les règles susmentionnées prévoient actuellement une mise à zéro des volumes réalisés au titre des deux mécanismes.

Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, puis de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, RTE a proposé de permettre une participation simultanée à NEBEF et au MA à condition que les sites concernés soient d'une part rattachés à un unique acteur de marché et d'autre part que les périmètres de l'EDE et de l'EDA soient strictement identiques.

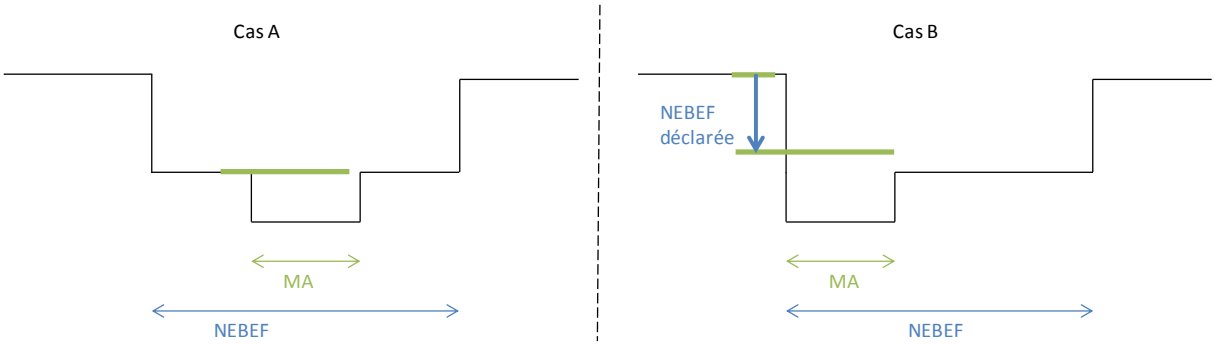
La participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché est bien accueillie par les acteurs de marché même s'ils sont nombreux à regretter la condition d'unicité de l'acteur (l'acteur d'ajustement et l'opérateur d'effacement doivent être la même personne morale) et l'imposition d'un périmètre de l'entité d'effacement et de l'entité d'ajustement strictement identiques.

Sur le premier point, RTE juge nécessaire de maintenir la condition d'unicité de l'acteur et abordera ce sujet au sein de la feuille de route du MA. D'une part, lever cette limite nécessiterait potentiellement de définir des règles arbitraires pour établir les règlements financiers entre plusieurs personnes morales et requerrait l'organisation, via RTE, de transferts d'informations actuellement jugées confidentielles entre ces opérateurs. Il s'agit notamment des données relatives aux périodes où ont été réalisées des NEBEF ou des ajustements ainsi que les volumes correspondants, pour définir, sans contestation, les volumes réalisés sur chacun des mécanismes. D'autre part, les règles MA-RE ne peuvent pas garantir la coordination de l'activité de deux personnes morales distinctes qui souhaitent agir de manière indépendante. Or l'absence d'une telle coordination pourrait remettre en cause la fiabilité des offres d'ajustement déposées sur le mécanisme d'ajustement et ainsi porter atteinte à la sûreté du système électrique.

Sur le second point, RTE propose d'aménager sa proposition initiale. Ainsi, lorsque les périmètres de l'entité d'ajustement et de l'entité d'effacement ne sont pas strictement identiques sur la plage de contrôle de l'ajustement, deux configurations supplémentaires sont envisagées. Premièrement, lorsque l'intersection des périmètres susmentionnés contient plus de 90% des sites de l'EDA et de l'EDE alors les principes généraux du contrôle de réalisé, tels que décrits ci-dessous, s'appliquent à l'intersection des périmètres. En pratique, cela signifie d'une part, que seules les courbes de charges des sites se trouvant à l'intersection des deux périmètres sont utilisées pour le contrôle du réalisé, et d'autre part, dans l'étape 1 décrite ci-dessous, que la totalité du programme d'effacement est pris en compte même si une partie seulement des sites de l'EDE se trouvent dans l'intersection. Deuxièmement, lorsque moins de 10% des sites de l'EDA appartiennent également à une ou plusieurs EDE pour lesquelles un programme d'effacement a été retenu alors le contrôle du réalisé de l'offre d'ajustement activée repose sur les seuls sites de l'EDA qui n'appartiennent pas également à une EDE.

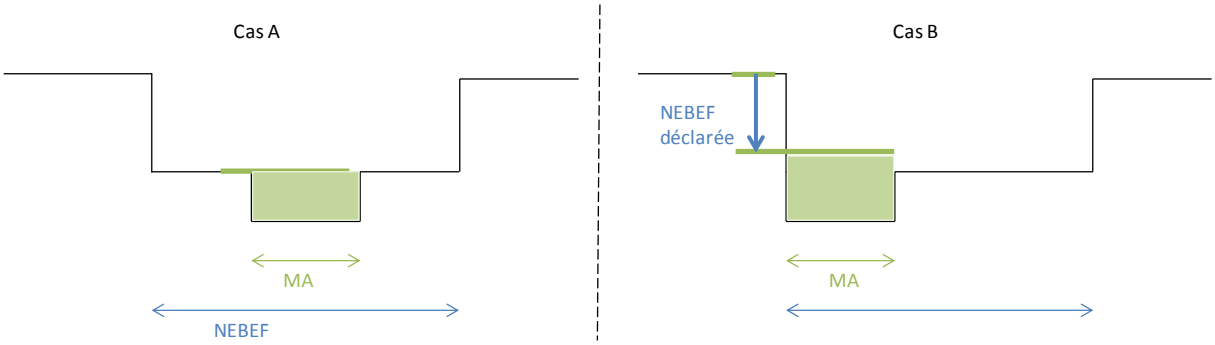
RTE propose les modalités suivantes pour la mise en œuvre du contrôle du réalisé :

1. Etablissement de la courbe de référence pour le MA selon la méthode de contrôle du réalisé en vigueur pour le MA et utilisée pour l'EDA. Lorsque la méthode utilisée sur le MA est le simple rectangle, et que l'instant de début d'effacement est strictement antérieur au premier pas demi-horaire de la plage de contrôle d'un ajustement et que l'instant de fin d'effacement est inclus dans ou postérieur au pas demi-horaire de l'instant de fin d'ajustement (cas A du diagramme ci-dessous), la méthode classique est appliquée. Dans les autres situations (cas B), la courbe de référence tient compte du volume retenu pour la NEBEF.



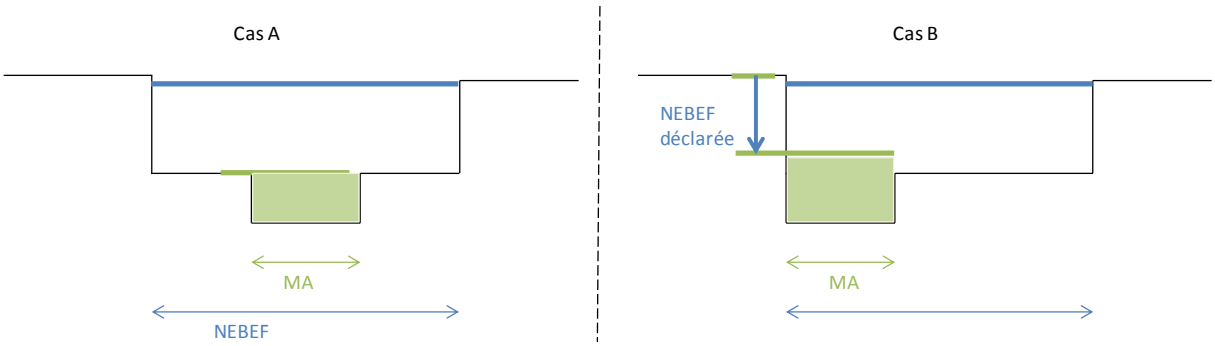
Courbe de référence = courbe verte

2. Calcul du volume réalisé sur le MA par différence entre le courbe de référence MA et la courbe de charge réalisée de l'EDA/EDE ;



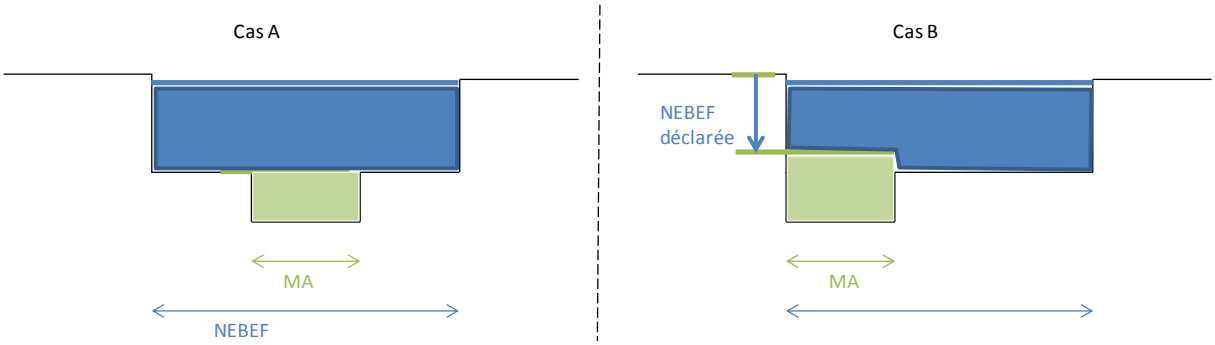
Volume MA = aire verte

3. Calcul de la courbe de référence NEBEF selon la méthode de contrôle du réalisé en vigueur dans le cadre de NEBEF et utilisée pour l'EDE en tenant compte des volumes MA réalisés pour les méthodes où cela est approprié (par exemple pour la méthode du « rectangle à double référence corrigée ») ;



Courbe de référence NEBEF = courbe bleue

4. Calcul du volume réalisé dans le cadre de NEBEF par différence entre d'une part la courbe de référence NEBEF et d'autre part la courbe de charge réalisée de l'EDA/EDE et le volume réalisé dans le cadre du MA.



Volume NEBEF = aire bleue

RTE considère que la méthodologie proposée permet d'évaluer un volume réalisé sur le mécanisme d'ajustement tout en tenant compte du comportement du site en temps réel.

2.2.2 Participation simultanée au MA et au dispositif d'interruptibilité

L'arrêté pris en application de l'article 158 de la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte devrait prévoir que les sites interruptibles disposant de contrats conclus au titre de l'article L. 321-19 du Code de l'énergie puissent valoriser leurs flexibilités sur le mécanisme d'ajustement.

Afin que la valorisation de ces flexibilités puisse être effective, les règles MA-RE doivent évoluer pour prendre en compte, lors de l'étape de contrôle de réalisé, les potentielles interruptions effectuées au titre des contrats d'interruptibilité.

En effet, lorsqu'une interruption a lieu préalablement à un ajustement, la courbe de référence pour le MA peut être modifiée. RTE propose que, lorsqu'une interruption est réalisée sur le même pas demi-horaire que celui qui aurait dû servir à l'établissement de la courbe de référence pour le MA, ce soit le pas demi-horaire précédant l'interruption qui serve de référence. Cette règle de mesure est similaire à celle adoptée lorsqu'un programme d'effacement est réalisé préalablement à l'exécution d'un ordre d'ajustement.

2.3 Compléter le catalogue de méthodes pour le contrôle du réalisé

Au sein du GT « Contrôle du réalisé », de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé ont été étudiées, en particulier dans le cadre de la participation des effacements au mécanisme NEBEF. La méthode de contrôle du réalisé par prévision de consommation (ci-après « méthode par prévision ») est entrée en vigueur en décembre 2014 avec NEBEF 2.0 ; la méthode de contrôle du réalisé par historique devrait être proposée lors de la prochaine évolution des règles NEBEF.

Ces méthodes visent à établir, pendant la durée d'un effacement, une courbe de référence[4] de la capacité effacée donnant une évaluation de la consommation qui aurait pu être observée sans effacement.

[4] Consommation hors effacement

Seule la méthode du rectangle à simple référence est proposée pour le contrôle de l'ensemble des activations réalisées dans le cadre du MA sur des sites de soutirage (courbe de référence établie en fonction de la valeur de la courbe de charge réalisée sur le pas demi-horaire précédent le DMO et l'instant d'activation). Les ajustements réalisés dans le cadre du MA étant majoritairement de courte durée (de l'ordre d'une demi-heure), cette méthode donne des résultats satisfaisants. Elle atteint cependant ses limites lorsque le comportement des sites peut varier de façon significative sur une courte période (ex : aux instants de transition entre le profil de consommation « heures creuses » et le profil de consommation « heures pleines »).

Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, RTE a donc proposé d'introduire la méthode par prévision dans le cadre du MA, en complément de la méthode du rectangle à simple référence et avec une déclinaison adaptée au MA.

Les acteurs de marché soutiennent l'introduction de la méthode par prévision mais les modalités techniques de la proposition de RTE ont donné lieu à de nombreuses remarques lors de l'appel à contributions. Dès lors, RTE a proposé, dans le cadre de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, de reporter l'introduction de la méthode par prévision à la neuvième version des règles MA-RE, prévue pour une entrée en vigueur au 1er avril 2017 et de poursuivre les travaux concernant la déclinaison de cette méthode pour le MA dans le cadre du GT « Contrôle du réalisé ». Cette instruction supplémentaire permettra notamment de travailler sur le degré d'homogénéité pertinent avec la certification réalisée dans le cadre du dispositif NEBEF. Par ailleurs, la question globale de la cible pour le MA en termes de méthodes de contrôle du réalisé sera étudiée en 2016 dans le cadre du GT « Contrôle du réalisé » : faut-il décliner plusieurs nouvelles méthodes de contrôle du réalisé sur le MA ? avec quelles modalités de choix entre les différentes méthodes ?

EDF, les GRD, SES et l'UNIDEN sont satisfaits de ce report mais estiment nécessaire d'établir dès que possible une cible pour le contrôle du réalisé afin d'aboutir rapidement à un véritable catalogue de méthodes de contrôle du réalisé. Une fois cet objectif atteint, EDF et les GRD estiment que le choix de la méthode devra se faire sur un critère de performance. Par ailleurs, Voltalis estime que la méthode de contrôle du réalisé par rectangle simple n'est pas adaptée aux effacements de consommation. Enfin, RES et Eqinov regrettent le report de la méthode par prévision de consommation.

RTE confirme sa proposition de reporter l'introduction de la méthode par prévision à la neuvième version des règles MA-RE. La mise en œuvre de la nouvelle méthode pourra alors être concomitante avec l'entrée en vigueur des règles MA-RE v9.

3. APPROFONDIR LES MODALITES DE PARTICIPATION DES SITES DE SOUTIRAGE AU MECANISME D'AJUSTEMENT : INTRODUCTION DU MODELE CORRIGE SUR LES SITES RPD

3.1 Proposition d'évolution par rapport à l'existant

Le décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité dispose que, *« pour les sites dont elles précisent les caractéristiques, les règles [MA-RE] peuvent prévoir, en lieu et place de l'application de barèmes forfaitaires, que le versement est assuré, pour le compte de l'opérateur d'effacement, par le consommateur final. Le fournisseur de ce dernier lui facture, selon les modalités contractuelles en vigueur entre eux et sur la base de la part énergie du prix de fourniture, l'énergie qu'il aurait consommée en l'absence d'effacement, telle qu'elle est déterminée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dans le cadre de la certification des volumes d'effacements prévue à l'article 5. […] »*.

Les règles MA-RE v7, entrées en vigueur le 1er avril 2015, déclinent ce modèle en corrigeant la courbe de consommation des sites du volume d'énergie ajustée, déterminé selon la méthode de contrôle du réalisé. Ce modèle de versement, dit « modèle corrigé », s'applique aujourd'hui, de manière exclusive, à l'ensemble des sites de soutirage raccordés au RPT réalisant des ajustements dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

A la suite des demandes formulées par plusieurs acteurs de marché lors de la concertation en 2014 et conformément aux engagements pris dans le rapport accompagnant la proposition de règles MA-RE v7 soumise à la CRE le 1er février 2015, RTE a instruit, dans le cadre de la concertation relative à la huitième version des règles MA-RE, la possibilité d'appliquer le modèle corrigé à certains sites raccordés au RPD.

3.1.1 Périmètre d'applicabilité du modèle corrigé

Le modèle corrigé introduit par RTE repose sur la correction des courbes de charge des sites de soutirage à partir desquels un ajustement est effectué. Les courbes de charge susmentionnées servent de support à la facturation, par les fournisseurs, de l'énergie consommée.

Cette facturation sur la base d'une énergie corrigée apparaît techniquement très complexe pour les sites profilés. Par ailleurs, pour les consommateurs ayant contractualisé une puissance souscrite inférieure à 36 kVA, la réglementation en vigueur n'autorise pas la facturation sur la base d'une consommation différente de celle mesurée. Par conséquent, RTE propose de restreindre l'application de ce modèle aux sites de soutirage télérelevés au sens de la section 2 des règles MA-RE, de puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA.

L'application du modèle corrigé impose de ventiler le volume réalisé à la maille de chaque site contribuant à l'ajustement. La méthode de ventilation reposant sur des clés de répartition statiques, appliquée aux EDA Soutirage Profilées, ne permet pas de fournir une estimation satisfaisante de l'ajustement réalisé par chacun des sites constitutifs de l'EDA. Ainsi, RTE propose de ne pas appliquer le modèle corrigé à ces sites.

Par ailleurs, RTE propose de restreindre l'application du modèle corrigé aux sites disposant d'un CARD signé avec le gestionnaire de réseau de distribution.

La proposition de RTE vise donc à appliquer le modèle corrigé aux sites télérelevés titulaires d'un CARD, ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA et appartenant à une EDA Soutirage Télérelevée.

3.1.2 Optionalité ou exclusivité

Les règles MA-RE v7, entrées en vigueur le 1er avril 2015, introduisent trois modèles de versement : le modèle régulé prévoyant un versement de l'acteur d'ajustement vers le fournisseur d'électricité des sites effacés sur la base de barèmes forfaitaires, le modèle corrigé et le modèle contractuel.

La possibilité, pour un acteur d'ajustement, d'opter soit pour un modèle corrigé, soit pour un modèle régulé pourrait offrir des opportunités d'arbitrages saisonniers fondés sur la comparaison des barèmes forfaitaires et des tarifs de fourniture effectifs des sites ajustés.

Par conséquent, RTE propose que, lorsque le modèle corrigé s'applique, il devienne exclusif.

3.1.3 Modalités de prise en compte des volumes ajustés

La mise en œuvre du modèle corrigé sur des sites de soutirage télérelevés disposant d'un contrat CARD requiert des traitements et échanges spécifiques entre RTE et les GRD visant, *in fine*, à ce que :

(i) les courbes de charge individuelles publiées par les GRD aux RE des sites ajustés soient corrigées des ajustements sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE afin de garantir la confidentialité de l'activité de l'acteur d'ajustement vis-à-vis des fournisseurs ;

(ii) les périmètres d'équilibre des RE des sites ajustés soient corrigés des ajustements sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE, ceci pouvant être atteint soit par une correction des bilans globaux de consommation en amont de l'envoi à RTE par les GRD, soit par l'ajout explicite par RTE d'un bloc dans les périmètres des RE correspondant aux volumes d'ajustements réalisés à partir de sites raccordés au RPD ;

(iii) le soutirage physique du RE soit calculé sur la base de la consommation hors bloc.

RTE considère que les principes généraux susmentionnés, appliqués aujourd'hui dans les modèles régulés et contractuels, doivent être respectés dans le but de permettre une facturation des écarts à toutes les échéances sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE, conformément au décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité, et notamment ses articles 5 et 7 qui précisent que RTE certifie et comptabilise les volumes d'effacement de consommation. RTE propose, au sein du projet de règles soumis à l'approbation de la CRE, des modalités respectant les principes précités.

La déclinaison opérationnelle du modèle corrigé nécessite la mise en place de nouveaux échanges entre RTE et les GRD.

3.1.3.1 Modalités de mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD

Initialement, RTE avait proposé un modèle de prise en compte des volumes ajustés sur les sites RPD au modèle corrigé consistant à ce que les GRD transmettent à RTE des BGC non corrigés. Ces modalités permettaient de mettre en œuvre le modèle corrigé sans dégrader le processus de facturation des écarts, en limitant les flux de données entre RTE et les GRD. Toutefois, les GRD n'ont pas souhaité mettre en œuvre ces dispositions. Les modalités soumises à l'approbation de la CRE résultent d'un compromis par rapport à la première solution proposée par RTE.

Ces modalités visent à appliquer une correction des courbes de charge individuelles et des bilans de consommation sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE dès S+2. Ceci suppose un envoi des courbes de charge de l'ensemble des sites RPD participant au MA en S+1. Cet envoi ne peut se limiter aux sites pour lesquels le modèle corrigé s'applique ; la certification du volume réalisé suite à l'activation d'une offre d'ajustement par RTE ne peut être établie qu'en disposant de la totalité des courbes de consommation des sites composant l'entité d'ajustement. Le contrôle du réalisé est effectué dès S+1. Pour autant, un second calcul de régularisation est conduit en M+1 sur la base de courbes de charge également vérifiées par l'acteur d'ajustement (conformément aux modalités en vigueur).

Echéance	Echange de données/calcul
S+1	**GRD→RTE :** envoi des courbes de charge des sites RPD participant au MA à RTE **RTE :** contrôle du réalisé
S+2	**RTE→GRD :** envoi d'une chronique de volumes réalisés certifiés par RTE, par site RPD au modèle corrigé **GRD→RTE :** envoi des BGC corrigés sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE
S+3	**RTE :** calcul du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes réalisés certifiés par RTE **RTE→ RE :** publication de l'écart et du soutirage physique
M+1	**GRD→RE :** publication des courbes de charge individuelles corrigées sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE **GRD→RTE+AA :** envoi des courbes de charge des sites RPD participant au MA à RTE et à l'acteur d'ajustement **RTE :** éventuelle régularisation du contrôle du réalisé **RTE :** facturation des écarts sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE, facturation du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes réalisés certifiés par RTE **RTE→GRD :** envoi d'une chronique des volumes réalisés certifiés par RTE, par site RPD au modèle corrigé
M+2	**GRD→RE :** publication des courbes de charge individuelles corrigées sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE
M+3	**GRD→RTE :** envoi des BGC corrigés sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE au plus tard le jeudi entre le 6 et le 12 du mois M+3.

	RTE : facturation des écarts sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE, facturation du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes réalisés certifiés par RTE

Comme indiqué précédemment, la mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD impose aux gestionnaires de réseau (GRD et RTE), d'améliorer la performance de leurs traitements opérationnels des données. RTE propose que ce modèle, détaillé dans la proposition de texte, soit mis en œuvre à une date B, proposée par les GRD et qui sera notifiée par RTE.

3.1.3.2 Modalités dégradées

Si certains GRD ne sont pas en mesure de transmettre, en S+1, les courbes de charge des sites RPD participant au mécanisme d'ajustement à échéance de la mise en œuvre du modèle corrigé, RTE propose de manière transitoire, afin de ne pas retarder l'évolution, le processus dégradé détaillé ci-dessous.

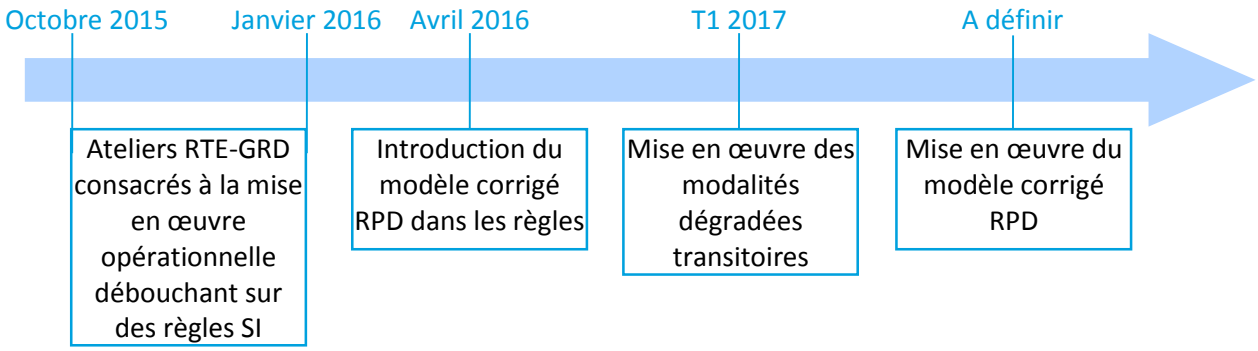
Echéance	Echange de données/calcul
S+1	-
S+2	**GRD→RTE :** envoi des BGC corrigés sur la base des volumes d'ajustement estimés par le GRD
S+3	**RTE :** calcul du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes d'ajustement déclaratifs par site au modèle corrigé par ventilation du volume activé à la maille de l'EDA sur la base de clés de répartition statiques établies à partir de la capacité d'ajustement des sites constitutifs de l'EDA **RTE→ RE :** publication de l'écart et du soutirage physique
M+1	**GRD→RE :** publication des courbes de charge individuelles corrigées sur la base des volumes estimés par le GRD **GRD→RTE+AA :** envoi des courbes de charge des sites RPD participant au MA à RTE et à l'acteur d'ajustement **RTE :** contrôle du réalisé **RTE :** facturation des écarts sur la base des volumes estimés par les GRD, facturation du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes réalisés certifiés par RTE **RTE→GRD :** envoi d'une chronique des volumes réalisés certifiés par RTE, par site RPD au modèle corrigé
M+2	**GRD→RE :** publication des courbes de charge individuelles corrigées sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE

M+3	**GRD→RTE :** envoi des BGC corrigés sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE au plus tard le jeudi entre le 6 et le 12 du mois M+3. **RTE :** facturation des écarts sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE et du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes réalisés certifiés par RTE

Dans le processus susmentionné, les premières facturations d'écart et de soutirage physique de RE n'intègrent pas les volumes réalisés certifiés par RTE. Ceux-ci ne peuvent donc être pris en compte qu'à la facturation associée au rejeu M+3. Pour RTE, cela constitue une dégradation par rapport à l'existant du processus de reconstitution des flux. Si ce processus dégradé s'avère nécessaire de manière transitoire, les modalités pratiques d'échange de données entre RTE et les GRD, découlant du schéma ci-dessus, devront être définies à travers une série d'ateliers que RTE propose d'organiser à la fin de l'année 2015 et au début de l'année 2016.

3.2 Calendrier indicatif

Pour l'introduction du modèle corrigé pour les sites RPD dont les caractéristiques le permettent, RTE propose le calendrier suivant :



Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, puis lors de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, les acteurs de marché, à l'exception des GRD, ont accueilli très favorablement l'extension du modèle corrigé à certains sites raccordés au RPD. Ils sont satisfaits tant par le modèle proposé de prise en compte des volumes effacés que par le processus dégradé que RTE propose de mettre en œuvre transitoirement.

Les GRD considèrent que le modèle corrigé proposé par RTE sur les sites RPD est source de risque pour les processus opérationnels actuels et demandent à ce que ce dernier soit retiré de la huitième version des règles MA-RE. Or, s'appuyer uniquement sur le processus dégradé conduirait à pérenniser un dispositif dans lequel les premières facturations d'écart et de soutirage physique de RE n'intègrent pas les volumes réalisés certifiés par RTE. Ceci constituerait une régression par rapport à la situation actuelle dans laquelle RTE facture les écarts M+1 sur la base de volumes réalisés certifiés.

Par ailleurs, dans leur réponse à la consultation, les GRD proposent une légère amélioration du processus de transmission des courbes de charge à RTE, passant de deux envois par mois à un envoi semaine par semaine, en S+2. RTE accueille favorablement cette proposition qui permet de fluidifier les échanges de données et de lisser la charge opérationnelle associée au contrôle du réalisé. Toutefois, celle-ci n'a pas d'impact sur les données utilisées par RTE pour la facturation des écarts en M+1 et ne permet donc pas d'assurer une facturation sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE. Aussi RTE considère que, malgré l'amélioration proposée par les GRD, les modalités transitoires constituent toujours un processus dégradé.

4. POURSUIVRE LES TRAVAUX RELATIFS A LA SECURISATION FINANCIERE DU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

4.1 Faire évoluer le calcul du volume d'énergie journalier

Dans sa délibération du 26 février 2015 relative aux règles MA-RE v7, *« la CRE demande à RTE d'améliorer la complétude du périmètre de suivi des volumes d'énergie journaliers par la prise en compte des marchés infra-journaliers et de l'import/export dans les transactions déclaratives incluses dans le volume d'énergie journalier suivi quotidiennement ».*

RTE a proposé, dans le cadre de la concertation relative à la huitième version des règles MA-RE, de mettre en œuvre cette évolution dès l'entrée en vigueur des règles MA-RE v8.

Cette évolution se matérialise, dans le projet de texte soumis à la présente consultation, par une évolution de l'article C.3.3 de la section 3 des règles MA-RE.

Jusqu'à présent, le calcul du volume d'énergie journalier prenait en compte les transactions déclaratives réalisées (i) au travers du service d'échange de blocs, (ii) sur le marché court terme J-1 et (iii) sur le marché long terme.

RTE propose que, à partir de juin 2016, le calcul du volume d'énergie journalier inclue également les transactions déclaratives réalisées sur le marché court terme J ainsi que les transactions d'importation et d'exportation.

Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, puis lors de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, les acteurs ont accueilli favorablement cette évolution.

4.2 Faire évoluer le dispositif de service d'échange de blocs

4.2.1 Propositions d'évolutions par rapport à l'existant

Dans le cadre de la concertation relative à la huitième version des règles MA-RE, RTE a proposé une évolution du service d'échange de blocs pour répondre aux trois objectifs suivants :

- prendre en compte les recommandations de la CRE relatives au dispositif de sécurisation financière en proposant un processus d'acceptation continu des programmes d'échange de blocs ; et
- faciliter l'utilisation du service d'échange de blocs en supprimant l'ouverture a priori des NEB RE-RE ; et
- mettre en place des modalités techniques d'échanges cohérentes avec les standards européens.

4.2.2 Prise en compte de la recommandation de la CRE

Dans sa délibération du 26 février 2015 relative aux règles MA-RE v7 : *« la CRE demande à RTE de poursuivre […] la démarche de simplification du dispositif d'échange de blocs, vers un écrêtement des programmes d'échange de blocs, et non leur annulation complète, en cas de dépassement ».*

Afin de mettre en œuvre cette recommandation, RTE propose de passer du processus actuel d'acceptation des programmes d'échange de blocs par guichet (1 guichet J-1 et 24 guichets infrajournaliers) à un processus d'acceptation continu des programmes d'échange de blocs entre 14h et 16h30 en J-1 pour les échanges J-1, puis entre 16h31 en J-1 et 23h30 en J pour les échanges infrajournaliers.

Un programme d'échange de blocs pour le jour de livraison J pourra être transmis au plus tôt en J-30 afin de donner plus de souplesse aux acteurs dans leur organisation, et, au plus tard avant la livraison physique. RTE considère en effet qu'il est important pour le système d'inciter les acteurs à se présenter équilibrés en temps réel. En outre, la possibilité de réaliser des NEB a posteriori a des conséquences financières pour la communauté des responsables d'équilibre en diminuant les rentes de contre-écarts et l'assiette d'énergie contribuant à équilibrer le compte ajustements-écarts (entraînant a fortiori une augmentation du k).

Un programme d'échange de blocs ne pourra être accepté s'il induit un dépassement du volume d'énergie journalier autorisé pour le responsable d'équilibre concerné (ce critère doit aussi être respecté pour sa contrepartie). Par conséquent, seul le ou les programmes d'échange de blocs entraînant soit (i) un dépassement du volume d'énergie journalier autorisé, soit (ii) une augmentation du dépassement du volume d'énergie journalier autorisé sont annulés. A contrario, dans la situation actuelle, telle que décrite dans la section 3 des règles MA-RE v7 en vigueur, un dépassement du volume d'énergie journalier autorisé entraînerait, à la fermeture du guichet NEB de 16h30 en J-1, une annulation de l'ensemble des programmes d'échange de blocs à la vente.

4.2.3 Simplification opérationnelle du dispositif d'échange de blocs

RTE propose de supprimer l'ouverture a priori des notifications d'échange de blocs entre responsables d'équilibre (NEB RE-RE).

Par conséquent, deux responsables d'équilibre n'auront plus besoin de signer :

- a priori un formulaire « de notification d'échange de blocs entre RE » (annexe 1 de la section 3 des règles relatives au service d'échange de blocs) pour pouvoir échanger des blocs d'énergie entre leur périmètre d'équilibre ;
- a posteriori un formulaire « de résiliation de notification d'échange de blocs entre RE » (annexe 3 de la section 3 des règles relatives au service d'échange de blocs) afin de mettre fin à la possibilité d'échanger des blocs d'énergie entre leur périmètre d'équilibre.

Un responsable d'équilibre pourra par défaut échanger un bloc d'énergie avec n'importe quel autre responsable d'équilibre, disposant d'un accord de participation en qualité de responsable d'équilibre valide.

Pour les NEB RE-Site, RTE propose de maintenir le fonctionnement actuel prévoyant une signature préalable d'une annexe et une programmation uniquement par le RE vendeur.

4.2.4 Modification des règles de prise en compte des programmes d'échange de

blocs

RTE propose de modifier les règles de prise en compte des programmes d'échange de blocs en J-1 en cas de désaccord entre les contreparties. RTE propose de remplacer la règle actuelle consistant à réaliser la moitié de la somme des programmes discordants en J-1 16h30 par la règle de mise au minimum de ces derniers en J-1.

Par conséquent, si RTE reçoit :

- deux programmes d'échange de blocs non concordants où le RE acheteur et le RE vendeur sont identiques, RTE prend en compte le minimum des valeurs programmées par chacune des contreparties sur chaque pas de programmation ;
- un programme d'échange de blocs d'une seule des deux contreparties, RTE refuse le programme d'échange de blocs ;
- deux programmes d'échange de blocs où l'une des deux contreparties a inversé le RE acheteur et le RE vendeur (= nomination en sens inverse), RTE refuse chaque programme d'échange de blocs.

RTE considère que la mise en place de cette nouvelle règle est une condition nécessaire à la suppression de l'ouverture a priori des notifications d'échange de blocs entre acteurs telle que visée à l'article 4.2.3. En effet, sans avoir au préalable signé un contrat de gré à gré, un acteur A mal intentionné pourrait déclarer acheter des blocs d'énergie à un acteur B. La règle actuelle de prise en compte des programmes d'échange de blocs conduit à mettre le responsable d'équilibre B en écarts négatifs sans possibilité pour lui de se retourner contre le responsable d'équilibre A.

Concernant les règles de prise en compte des programmes d'échange de blocs en infrajournalier en cas de désaccord entre les contreparties, RTE propose de maintenir les modalités actuelles, c'est-à-dire refuser la redéclaration et tenir compte du dernier programme d'échange de blocs accepté.

4.2.5 Modalités de facturation du service d'échange de blocs

L'évolution des modalités de facturation du service d'échange de blocs, afin que celles-ci soient compatibles avec la suppression de l'ouverture a priori des NEB, fera l'objet d'une consultation publique de la CRE courant 2016.

4.2.6 Mettre en place des modalités techniques d'échange cohérentes avec les standards européens

Pour la mise en œuvre de ce nouveau service d'échanges de bloc, RTE propose de s'appuyer sur les processus et fichiers standards de programmation européens tels que définis par l'ENSTOE (ENTSOE-Scheduling System).

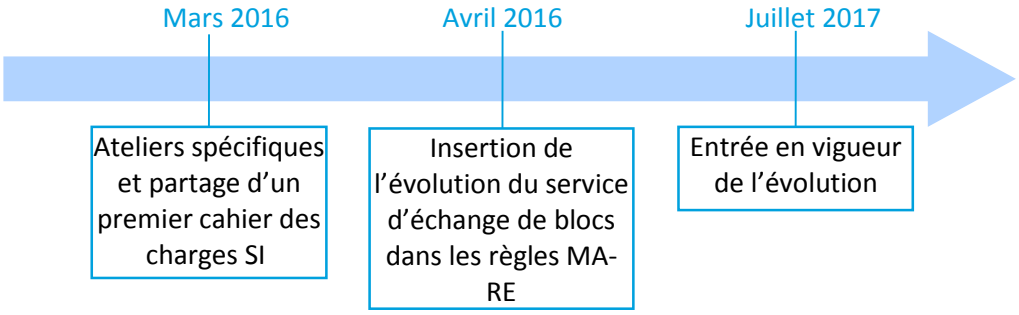
Conformément à la demande des acteurs de marché, les modalités d'envoi des fichiers, la description fine du processus et des spécifications donneront lieu à la tenue d'ateliers spécifiques entre RTE et les acteurs de marché courant 2016.

4.2.7 Modification du pas de programmation

Concernant la modification du pas de programmation des échanges de blocs, RTE propose de définir des modalités et formats de fichiers d'échanges robustes à une éventuelle réduction du pas de règlement des écarts. A l'entrée en vigueur du nouveau dispositif de programmation des échanges de blocs, le pas de programmation sera égal au pas de règlement des écarts.

4.2.8 Calendrier indicatif

Pour la mise en place de ces évolutions, RTE propose le calendrier suivant :



A l'issue de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, les acteurs de marché, soucieux des impacts opérationnels de la mise en place d'une telle disposition ont transmis des remarques et propositions d'évolutions, résumées ci-après :

- **Evolution des règles de prise en compte des programmes en cas de nominations discordantes :**

Plusieurs responsables d'équilibre (EDF, EDFT) proposent une évolution du dispositif de prise en compte des programmes d'échange de blocs consistant pour RTE à ne refuser que les pas demi-horaires pour lesquels les valeurs ne sont pas concordantes, ou, à donner la possibilité aux acteurs de rectifier leurs nominations erronées. En outre, EDFT, Direct Energie et Solvay ne sont pas favorables à la suppression de la règle actuelle de la « mise à la moyenne » consistant à effectuer la moyenne des valeurs programmées par chacune des contreparties en cas de nominations discordantes, considérant que cette dernière est de nature à diminuer les impacts des erreurs opérationnelles.

En réponse aux points mentionnés ci-dessus, RTE souhaite rappeler les éléments suivants :

- par l'application de la « règle du minimum » en J-1 telle que privilégiée par les acteurs lors de l'appel à contributions relatif à la huitième version des règles MA-RE, seuls les pas-demi horaires pour lesquels les valeurs ne sont pas concordantes seront modifiés, les autres pas demi-horaires pour lesquels les valeurs sont concordantes resteront inchangés ;
- en cas de nominations erronées, les acteurs seront informés et auront la possibilité de rectifier leurs nominations erronées jusqu'à 16h30 en J-1, puis en infrajournalier jusqu'à l'heure de livraison physique ;
- le maintien de la règle de la mise à la moyenne n'est pas envisageable dans la mesure où elle peut conduire à des échanges d'énergie entre deux périmètres sans que ceux-ci soient voulus par les deux contreparties.

Aussi RTE ne prévoit pas de modifications des règles de prise en compte des programmes d'échange de blocs en cas de nominations discordantes.

- **Evolutions des modalités d'écrêtement des programmes d'échange de blocs :**

Plusieurs responsables d'équilibre (UNIDEN, Energy Pool) soutiennent l'évolution des modalités d'écrêtement des programmes d'échange de blocs proposée par RTE en déclinaison de la recommandation de la CRE du 26 février 2015. EDF suggère une alternative consistant pour RTE à refuser partiellement un programme d'échange de blocs (i.e. : uniquement les valeurs demi-horaires d'un programme d'échange de bloc entraînant le dépassement du volume d'énergie journalier). Si RTE reconnaît l'intérêt de la proposition d'EDF, RTE considère qu'elle introduit un niveau de complexité trop élevé par la gestion « pas demi-horaire » par « pas demi-horaire » d'un programme d'échange de blocs.

- **Simplification opérationnelle du dispositif d'échange de blocs :**

EDFT est favorable à la simplification opérationnelle du dispositif d'échange de blocs proposée (suppression de l'ouverture a priori des NEB) mais ne souhaite pas qu'elle entraîne l'abandon de la règle actuelle de la « mise à la moyenne » évoquée ci-dessus. Direct Energie propose que les annexes actuelles soient dématérialisées au lieu d'être supprimées. L'UNIDEN et Solvay considèrent que la proposition de RTE présente un risque opérationnel pour les acteurs compte-tenu de la similitude d'appellations de certaines contreparties et de leur grand nombre.

RTE est conscient des enjeux opérationnels associés à la transition du dispositif actuel vers le dispositif futur et proposera la mise en place d'une plateforme de tests pendant plusieurs mois afin que les acteurs puissent se préparer au nouveau dispositif sans augmenter le risque d'erreurs opérationnelles. La suppression des annexes sera de nature à accélérer la possibilité pour les acteurs de mettre en place des échanges d'énergie entre eux. La mise en place d'une nouvelle plateforme permettra de moderniser les modalités techniques d'échanges et de donner aux acteurs une visibilité continue de l'état de l'ensemble de leurs programmes d'échange de blocs de manière à ce qu'ils puissent mettre en œuvre des actions correctives au plus tôt.

- **Définition des processus et modalités techniques d'échange :**

L'ensemble des acteurs souhaite des précisions sur les modalités techniques d'échanges avec RTE dans le cadre de ce nouveau service d'échange de blocs et accueille favorablement la mise en place d'ateliers techniques par RTE au premier semestre 2016.

- **Entrée en vigueur de l'écrêtement effectif des programmes d'échange de blocs :**

Les règles MA-RE v7 prévoient, conformément à l'article B.4 des règles relatives au service d'échange de blocs (Section 3), la possibilité pour RTE de décider la mise en œuvre effective du dispositif d'annulation de programmes d'échange de blocs à la clôture d'un guichet NEB après une période de 6 mois de tests et après approbation de la CRE. EDF mentionne dans sa réponse à la consultation la nécessité d'attendre la mise en œuvre du nouveau dispositif de programmation d'échange de blocs tel que décrit à l'article C.9 des règles RE pour mettre en œuvre l'annulation effective de programmes d'échange de blocs.

RTE propose que ce sujet soit abordé une fois que le retour d'expérience prévu à l'article B.4 de la Section 3 aura été effectué. Aussi RTE ne prévoit pas d'évolutions des règles MA-RE à ce stade.

Enfin EDF a mentionné le caractère non prioritaire de l'évolution du service d'échange de blocs même si ce dernier apporte une modernisation au système actuel et considère qu'il devrait être traité en coordination avec les évolutions sur le mécanisme de programmation objet de l'article 2 de la section 1 des règles MA-RE, dans le cadre des travaux relatifs à la feuille de route du mécanisme d'ajustement.

RTE considère que les évolutions de la programmation des entités de production et celle des échanges de blocs peuvent être traitées de manière décorrélée dans le temps dans la mesure où elles ne concernent pas les mêmes acteurs (responsables de programmation versus responsables d'équilibre). RTE veillera néanmoins à la cohérence des outils et des solutions techniques proposés aux acteurs.

5. EVOLUTION DES FLUX FINANCIERS DES REGLES MA-RE

Dans sa délibération du 12 mars 2014 portant fixation du solde définitif du compte ajustements-écarts à atteindre pour l'année 2012, *« la CRE recommande à RTE de mettre en place un cadre de réflexion, en concertation avec les acteurs de marché, traitant de l'évolution de l'ensemble des flux financiers relatifs à l'équilibrage »*.

Depuis janvier 2015, les réunions du GT « Evolutions des règles MA-RE » ont permis d'instruire cette réflexion. Le présent article regroupe les propositions de RTE résultant des différents GT, des réponses des acteurs de marché à l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, et à la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015.

5.1 Rappel du fonctionnement général du compte ajustements-écarts

Le compte ajustements-écarts (« CAE ») est géré en deux compartiments distincts « hermétiques », dont les produits et charges sont les suivants :

	Compartiment E (Energie)	Compartiment C (Capacité)
Produits	▪ Ajustements nets à la baisse (hors surcoûts liés à des ajustements pour cause réseau ou services système) ▪ Règlement des écarts négatifs ▪ Pénalités suite au contrôle de l'ajustement	▪ Recette soutirage physique ▪ Pénalités des contrats
Charges	▪ Ajustements nets à la hausse (hors surcoûts) ▪ Règlement des écarts positifs ▪ Compensations pour non-respect des conditions d'utilisation des offres ▪ Surcoûts marge ▪ Surcoûts services système quand la tendance du MA est à la baisse	▪ Contractualisation réserves rapides et complémentaires ▪ Contractualisation appel d'offres effacement

La concertation qui s'est tenue depuis janvier 2015 sur les flux financiers relatifs à l'équilibrage a permis d'aborder des thématiques concernant le compartiment Energie.

Concernant le compartiment Capacité, la CRE a indiqué qu'elle aborderait explicitement et de manière globale, la question du financement des capacités dans le cadre des discussions relatives à l'élaboration des modalités tarifaires pour la période démarrant au 1er janvier 2017. Certains éléments ont notamment fait l'objet de questions lors de la première consultation tarifaire menée par le CRE à l'été 2015.

De façon générale, le compartiment Energie du CAE gère les flux financiers relatifs :

- aux énergies activées pour l'équilibrage du système électrique ;
- aux écarts des responsables d'équilibre ;
- aux modalités de fonctionnement permettant d'atteindre l'équilibre du solde du CAE.

Les paragraphes suivants abordent, pour chacun des items énumérés ci-dessus, les évolutions proposées par RTE pour la huitième version des règles MA-RE. Ainsi :

- le paragraphe 5.2 présente le périmètre des flux financiers comptabilisées (flux entre les RE et RTE, entre RTE et d'autres GRT) dans le CAE ; et
- le paragraphe 5.3 traite les modalités de calcul du prix de règlement des écarts (calcul du prix de référence pour les écarts en intégrant les charges et produits liés à l'équilibrage, calcul de la tendance du système électrique, proposition d'évolution de la matrice de prix de règlement des écarts qui définit les modalités de calcul du prix de règlement des écarts à partir du prix de référence) ; et
- le paragraphe 5.4 examine la question de la gestion de l'équilibre financier du CAE.

5.2 Vers une intégration au CAE de l'ensemble des coûts et recettes relatifs à l'énergie d'équilibrage du système électrique

5.2.1 Coûts et recettes liés aux activations sur le mécanisme d'ajustement

Les coûts et recettes des activations sur le mécanisme d'ajustement sont intégrés au CAE. RTE ne propose pas de modifications concernant l'affectation de ces coûts et recettes au CAE.

Concernant les futurs flux financiers relatifs aux activations d'énergie issues des listes de préséance économique communes (CMOL) qui seront mises en place (telles que TERRE) en déclinaison du code de réseau européen « Electricity Balancing », RTE propose d'intégrer au CAE la totalité des flux financiers correspondant à la valorisation de ces énergies, dans la continuité de la gestion des flux financiers relatifs au MA et à BALIT, dans la mesure où ces énergies contribueront à l'équilibrage du système électrique.

5.2.2 Intégration des flux financiers relatifs aux réglages automatiques au CAE

Les flux financiers liés à la valorisation des énergies de réglage primaire et secondaire ne sont aujourd'hui pas pris en compte dans le calcul du solde du CAE, mais sont pris en charge par RTE (ces flux ne sont pas inscrits au compte régulation des charges et produits, ci-après dénommé CRCP). Ces énergies font par ailleurs l'objet d'une rémunération à un prix régulé.

L'absence de prise en compte des énergies de réglage primaire et secondaire par le CAE a des conséquences sur le bilan financier du CAE lorsque ces énergies ne sont pas, en moyenne sur une longue période, nulles. Ce phénomène s'appréhende via l'exemple suivant : les responsables d'équilibre étant désinfluencés de l'activation de ces énergies, si le déséquilibre des RE français est exclusivement compensé par des réglages automatiques, des flux financiers pour les écarts seront facturés aux RE déséquilibrés à destination du CAE, alors que la rémunération de l'énergie de réglage activée sera portée par RTE. Ces modalités génèrent potentiellement un transfert de plusieurs millions d'euros par an entre la communauté des RE déséquilibrés et RTE. RTE estime qu'une révision de ce traitement permettrait de supprimer le biais existant en cas de décentrage des énergies de réglage.

De plus, les évolutions suivantes, prévues à court terme, rendent nécessaires la réinterrogation de la situation actuelle :

- les règles Services Système v3[5] prévoient que les énergies de réglage primaire et secondaire soient rémunérées au prix *spot* (abandon du prix de rémunération fixé régulé à 10€/MWh) ;
- RTE devrait prochainement rejoindre l'initiative IGCC[6] (« imbalance netting »), qui conduira à une valorisation de l'énergie relative à la compensation des écarts entre GRT à un prix connu en M+1.

Concernant IGCC, RTE devrait rejoindre cette initiative en février 2016 dans le cadre des travaux réalisés en anticipation de l'entrée en vigueur du futur code de réseau européen « Electricity Balancing ». Les simulations réalisées par RTE et les autres GRT montrent un gain d'une dizaine de millions d'euros par an pour la France[7]. Ce gain intègre (i) le bilan financier (coûts ou recettes évités) lié aux activations évitées de réglage secondaire au prix *spot* en France et (ii) le bilan financier lié aux échanges d'énergie avec les autres GRT participant à IGCC.

Compte tenu de ces évolutions, RTE propose l'intégration des flux financiers susmentionnés au CAE afin :

- de tenir compte dans le CAE des énergies activées sur les réserves automatiques, qui contribuent à l'équilibre du système électrique français ;
- d'affecter aux responsables d'équilibre les gains financiers relatifs à l'équilibrage et liés à la participation prochaine de RTE à l'initiative IGCC ;
- de se rapprocher des pratiques européennes en matière de flux financiers en préparation des travaux de déclinaison des exigences du code de réseau européen « Electricity Balancing ».

RTE aurait pu proposer que les gains liés à la mise en œuvre d'IGCC bénéficient aux utilisateurs du réseau via une réduction du TURPE et non aux responsables d'équilibre puisque ces derniers n'ont aucun levier sur les gains réalisés. Cependant dans un souci de cohérence du traitement des énergies d'équilibrage (énergies manuelles, énergies automatiques, IGCC, écarts aux frontières), RTE propose de renvoyer ces gains au CAE.

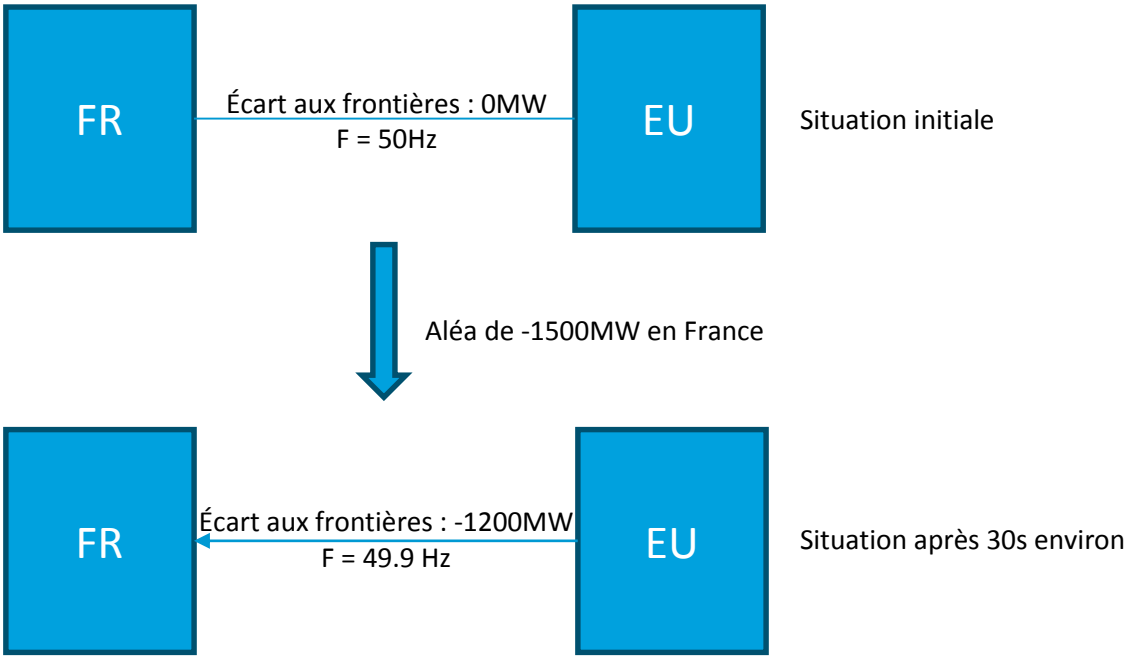
Ainsi, RTE propose une inscription de l'ensemble des flux liés à l'activation des réserves automatiques dans le CAE dans la huitième version des règles MA-RE.

5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages au CAE

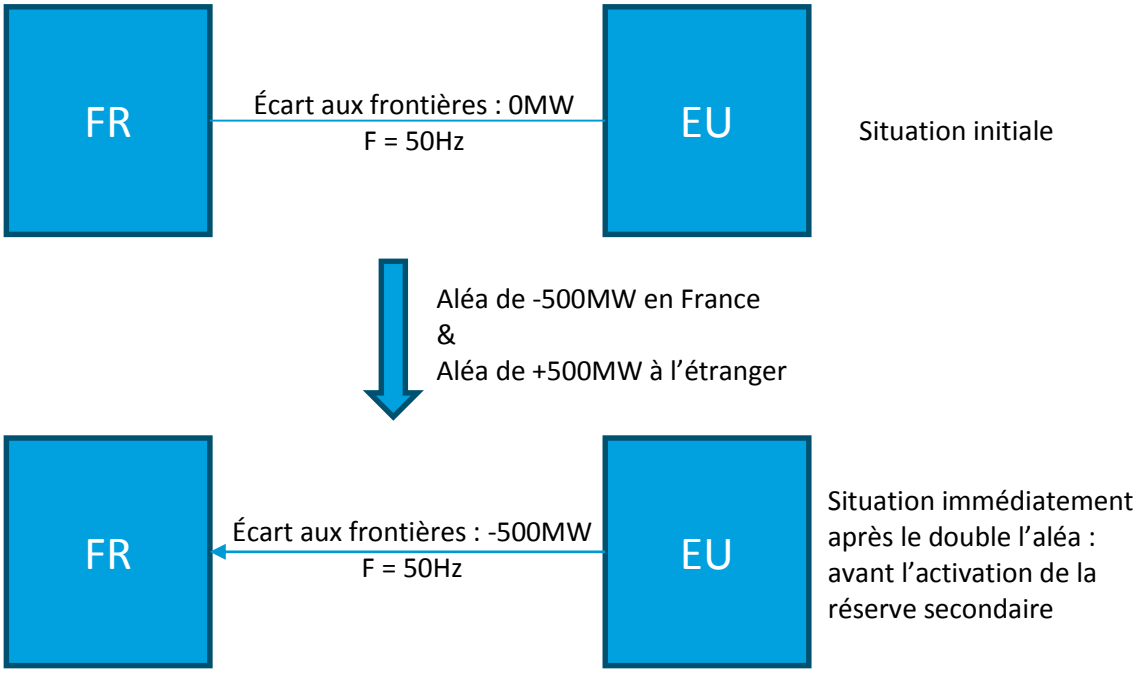
5.2.3.1 Rappel concernant les écarts aux frontières

Les écarts aux frontières sont définis comme étant la différence entre les données de comptage mesurées aux interconnexions et les échanges programmés aux interconnexions. Pour les frontières synchrones (c'est-à-dire toutes les interconnexions sauf l'interconnexion Angleterre-France qui est constituée par une ligne à courant continu) ils trouvent leur origine dans deux phénomènes illustrés ci-dessous : (i) l'action du réglage primaire de la zone continentale synchrone et (ii) le délai d'activation de la réserve secondaire.

[5]La CRE a approuvé les règles Services Système v3 dans une délibération du 3 décembre 2015.
[6] Cette initiative consiste à neutraliser les activations de réserves secondaires entre deux (ou n) zones, lorsque les besoins exprimés sont de sens opposé.
[7] RTE tient à souligner que ce gain dépend de la clef de partage des gains IGCC entre les pays. Des discussions, dont l'issue est aujourd'hui incertaine, ont lieu entre GRT sur l'évolution de cette clef.



Impact du réglage primaire sur l'écart aux frontières



Impact du délai d'activation de la réserve secondaire sur l'écart aux frontières

Pour le cas spécifique de la frontière Angleterre-France, ils sont la conséquence soit (i) d'aléa sur la liaison à courant continu, (ii) soit d'écarts entre la programmation physique de la liaison et la résultante des échanges commerciaux.

5.2.3.2 Principes de compensation des écarts aux frontières

Les écarts aux frontières font l'objet de compensation entre GRT. Il existe deux types de compensation : les compensations financières et les rattrapages physiques.

Les compensations financières consistent à établir un flux financier entre GRT rémunérant l'énergie échangée via les écarts aux frontières. Ce type de compensation est en place sur la frontière Angleterre-France.

Les rattrapages physiques consistent à échanger de l'énergie entre GRT après la mesure des écarts aux frontières, de manière à les compenser. Les rattrapages physiques sont en place sur les frontières synchrones du système électrique français (Belgique, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne). Ils sont effectués selon un processus hebdomadaire : les écarts aux frontières de la semaine S sont rattrapés la semaine S+1 sur des périodes de la semaine comparables.

Il convient de souligner que le code de réseau européen « Electricity Balancing » prévoit à terme la mise en place de la « financiarisation des rattrapages » entre GRT. A cet horizon, la compensation des écarts aux frontières entre GRT ne sera plus effectuée sur la base de rattrapages physiques, mais directement au moyen de flux financiers entre GRT.

5.2.3.3 Description de la prise en compte actuelle des écarts aux frontières et des rattrapages associés

Les modalités en vigueur sont les suivantes :

- les écarts aux frontières de la zone synchrone (frontières avec Belgique, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne) ne sont rattachés à aucun responsable d'équilibre ;
- les écarts à la frontière Angleterre-France sont rattachés au périmètre d'équilibre de RTE ;
- les rattrapages physiques sont rattachés au périmètre d'équilibre de RTE ;
- les compensations financières sur la frontière Angleterre-France sont portées financièrement par RTE.

Au-delà des écarts à la frontière Angleterre-France, et des rattrapages physiques de la zone synchrone, les pertes mesurées du RPT ainsi que les achats/ventes de RTE pour la compensation des pertes du RPT sont rattachés au périmètre d'équilibre de RTE. Les coûts globaux associés à ces divers éléments sont portés *in fine* par les utilisateurs du réseau (via le CRCP).

Les conséquences du mode de prise en compte actuel sont les suivantes pour les écarts aux frontières synchrones :

- le CAE subit un déséquilibre financier lié au fait qu'aucun responsable d'équilibre n'est responsable financièrement de cet écart. Ce déséquilibre du CAE est compensé *in fine* par le processus annuel de révision du coefficient k, il est donc porté financièrement par la communauté des RE déséquilibrés de l'année concernée.
- le rattrapage physique généré par les écarts aux frontières est intégré dans le périmètre d'équilibre de RTE. Ainsi, les énergies associées aux rattrapages viennent augmenter ou diminuer les pertes à couvrir par RTE et prises en charge par les utilisateurs de réseau (via le CRCP).

Les modalités actuelles de gestion des écarts aux frontières et des rattrapages associés induisent donc des transferts financiers non souhaitables entre la communauté des responsables d'équilibre déséquilibrés et les utilisateurs du réseau.

Le tableau ci-dessous indiquent les valeurs de rattrapages physiques des cinq dernières années (un signe moins représentant un import) :

	Rattrapages (GWh)
2010	132
2011	-133
2012	-3
2013	-177
2014	-403

5.2.3.4 Proposition de résolution

Les écarts à la frontière Angleterre-France sont la conséquence directe de l'opération de la liaison à courant continu dont RTE a la responsabilité. RTE propose de continuer d'être responsable de ces écarts et des compensations financières associées via le TURPE. La suite de ce paragraphe porte sur les écarts aux frontières synchrones, c'est-à-dire hors Angleterre-France.

De manière à supprimer les transferts décrits au paragraphe précédent, il convient de faire en sorte que la valorisation des écarts aux frontières synchrones et les compensations associées soient portées par le même compte.

Le projet de code réseau européen « Electricity Balancing » impose la neutralité financière des GRT concernant les échanges volontaires et involontaires d'énergie entre GRT (article 53.2). Cette neutralité financière apparaît comme centrale pour l'équilibrage puisqu'en son absence, le GRT aurait intérêt à optimiser sa stratégie d'équilibrage de manière à minimiser ses coûts/maximiser son profit, au détriment de la communauté des responsables d'équilibre qui en supporterait les conséquences financières.

RTE estime que deux solutions sont possibles pour assurer la neutralité financière du dispositif pour RTE, tout en assurant l'absence de transfert entre les différentes catégories d'utilisateurs :

- le portage des écarts aux frontières et des compensations associées par le CAE ; ou
- le portage des écarts aux frontières et des compensations associées par le TURPE avec transfert systématique des recettes ou charges éventuelles aux utilisateurs du réseau (CRCP).

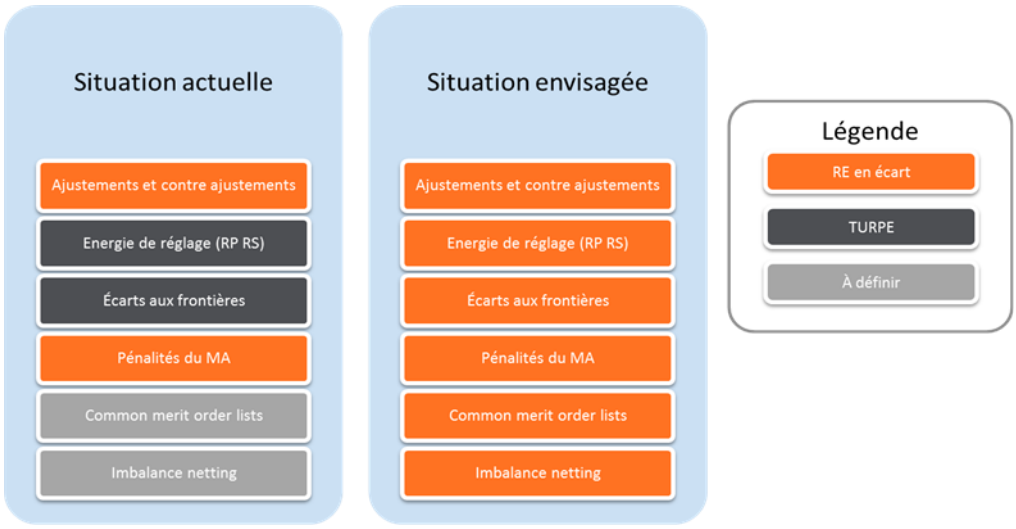
Dans les deux options, les acteurs concernés ne disposent pas de leviers pour la réduction de ces coûts, ce critère ne peut donc pas être retenu pour effectuer un choix. En revanche les responsables d'équilibre semblent plus pertinents que les utilisateurs du réseau pour interagir avec RTE autour du suivi financier de ce poste, comme par exemple lors de réunions de la commission d'accès au marché (ou GT y étant rattachés). Ainsi, en cohérence avec la proposition de l'allocation des gains réalisés par la participation à IGCC, et en cohérence avec le regroupement de l'intégralité des flux financiers relatifs à l'énergie d'équilibrage au sein du CAE, RTE propose que les écarts aux frontières et les compensations associées soient portés par le CAE.

En pratique, les écarts aux frontières synchrones ne seraient attribués, comme c'est le cas aujourd'hui, à aucun responsable d'équilibre (ce qui équivaudrait à créer un responsable d'équilibre pour ces énergies et en faire porter les écarts par le CAE) et les compensations associées seraient rattachées au CAE. Pour les rattrapages physiques, RTE valoriserait ces rattrapages au prix *spot* et en transférerait la valorisation au CAE, et quand la compensation deviendra financière entre GRT, RTE rattacherait directement la valorisation des factures émises au CAE.

5.2.4 Synthèse

Le portage de l'intégralité des flux financiers relatifs à l'énergie d'équilibrage par le CAE permet la neutralité financière de RTE par rapport à l'énergie d'équilibrage. Cette neutralité financière est prévue par le projet de code de réseau européen « Electricity Balancing » (article 53.2). Les évolutions proposées par RTE permettraient d'anticiper la mise en conformité des règles MA-RE sur ce point.

Le schéma ci-dessous synthétise la situation envisagée par RTE pour la huitième version des règles MA-RE, déclinée dans le projet de texte objet de la présente saisine.



Evolution proposée pour l'affectation des charges et produits d'équilibrage en énergie

5.3 Allocation des charges et recettes du CAE aux responsables d'équilibre en écart

Les responsables d'équilibre en déséquilibre sont soumis à un règlement financier relatif à leurs déséquilibres, sur chaque pas de règlement des écarts. Ce règlement financier est égal aux volumes en écart du RE multipliés par un prix de référence : le prix de règlement des écarts.

Les principes de calcul du prix de règlement des écarts permettent de renvoyer aux responsables d'équilibre une incitation financière sur leurs déséquilibres. Pour chaque pas de règlement des écarts, la valeur du prix de règlement des écarts dépend de la tendance du système électrique et de la position du RE (il y a donc 4 ou 6 valeurs, qui forment la *matrice de règlement des écarts*).

Le présent paragraphe rappelle le fonctionnement actuel et propose des évolutions liées (i) aux propositions de RTE décrites ci-dessus (§5.2) concernant l'intégration de flux financiers supplémentaires au CAE et (ii) aux évolutions des incitations que RTE souhaite proposer.

5.3.1 Matrice actuelle de règlement des écarts

La matrice de règlement des écarts est actuellement la suivante :

	Tendance Hausse	Tendance Baisse	Tendance neutre
RE avec écarts négatifs	$PMP \times (1+k)$	$EPEX$	EPEX
RE avec écarts positifs	$EPEX$	$\frac{PMP}{1+k}$	$EPEX$

La matrice de règlement des écarts française est dite « dual price » ; pour une tendance donnée du système électrique, il existe deux prix de référence pour le règlement des écarts :

- un prix basé sur le prix des ajustements réalisés pour les RE dont l'écart aggrave la tendance du système électrique ;
- un prix basé sur les prix de marché *spot* (EPEX/NORD POOL SPOT DAY-AHEAD en France) pour les RE qui « aident » le système.

Un coefficient k est intégré à certains prix de règlement des écarts de la matrice. L'objectif de ce coefficient k, ainsi que les modalités associées, sont abordés au §5.4.

5.3.2 Evolution du calcul de la tendance

Pour un pas de règlement des écarts, la tendance reflète le sens du déséquilibre du système électrique français.

Les écarts de chaque RE sont connus une fois les données de comptage disponibles (actuellement en S+3). Le calcul de la tendance du système électrique français permet d'indiquer en sens et en MW – quasiment en temps réel – à la communauté des responsables d'équilibre la résultante de leurs écarts. Cette information permet aux responsables d'équilibre de disposer de davantage d'information en J pour équilibrer leur portefeuille.

La tendance permet également de calculer le prix de règlement des écarts qui sera appliqué aux écarts de RE.

5.3.2.1 Situation actuelle

Actuellement, la tendance est calculée exclusivement à partir des ajustements passés dans le cadre du MA indépendamment de leur cause ou origine (France ou étranger). Tous ces volumes contribuent en effet à l'équilibre du système électrique.

5.3.2.2 Proposition d'évolution du calcul de la tendance

Prise en compte de la réserve secondaire activée

La réserve secondaire est une action à périmètre France uniquement et constitue une alternative à l'ajustement. A ce titre, RTE propose de la prendre en compte dans le calcul de la tendance.

Prise en compte de la réserve primaire et des écarts aux frontières

Les analyses de RTE conduisent également à proposer d'intégrer dans le calcul de la tendance les écarts aux frontières et la réserve primaire activée. Les deux phénomènes décrits ci-après illustrent cette proposition :

- en cas de déficit d'énergie en France, alors que le reste de l'Europe est équilibré, le système électrique français va activer de l'énergie de réglage primaire en France et aussi importer de l'énergie de réglage primaire aux interconnexions : le terme écarts aux frontières comprend donc de l'énergie importée pour couvrir un déséquilibre français. Le déséquilibre français sera la somme de l'énergie de réglage primaire activée et de l'écart aux frontières.
- en cas de déficit d'énergie à l'étranger, alors que le système électrique français est équilibré, de la réserve primaire va être activée en France. L'énergie ainsi activée transite aux interconnexions : les termes énergie de réglage primaire et écarts aux frontières s'annulent.

Prise en compte des énergies compensées entre GRT (« imbalance netting »)

En cas de compensation entre GRT des besoins d'ajustement ou de compensation des déséquilibres instantanés avant l'activation de la réserve secondaire, les volumes compensés viennent en substitution d'une activation d'ajustement ou d'activation de réserve secondaire. Ces compensations conduisent à des échanges programmés entre GRT. Par exemple, quand RTE rejoindra l'initiative IGCC mettant en œuvre la compensation des déséquilibres, les volumes échangés entre GRT seront assimilés à une activation de réserve secondaire. RTE propose donc d'intégrer ces volumes dans le calcul de la tendance.

Prise en compte des énergies activées à l'étranger

Lorsque RTE participera à des initiatives régionales de partage des offres d'ajustement au sein de listes de préséances économiques communes (CMOL), des ajustements à l'étranger pourront être réalisés à la demande de RTE et conduire à une modification de programme aux interconnexions. RTE propose d'intégrer ces volumes dans le calcul de la tendance dans la mesure où ces ajustements contribuent à la résorption du déséquilibre français.

Prise en compte des ajustements réalisés en France pour un besoin étranger

A l'inverse, en cas d'activation d'ajustement en France à la demande d'un GRT étranger, les activations réalisées ne contribuent pas à la résorption du déséquilibre français : ils sont assimilables à des transactions aux interconnexions. Dans les deux cas, ces échanges sont programmés entre GRT.

En synthèse, RTE propose que la tendance soit constituée en faisant la somme des termes suivants :

- activation des offres sur le MA en France toutes causes (hausse – baisse),
- activation des offres sur le MA à l'étranger selon le modèle BSP-TSO (offres échangeur) (hausse – baisse),
- demandes faites par RTE aux CMOL[8] et acceptées (hausse – baisse),
- ordres des CMOL à RTE (baisse - hausse),
- activation d'énergie de RS (hausse – baisse),
- activation d'énergie de RP (hausse – baisse),
- « imbalance netting » (hausse (imports) – baisse (exports)),
- opposé de l'écart aux frontières synchrones (flux physiques - échanges programmés),
- « countertrading » et « redispatching » transfrontalier (imports – exports),
- activation de contrat de secours TSO-TSO par RTE (hausse – baisse),
- activation de contrat de secours TSO-TSO par autre TSO (baisse - hausse).

Lorsque cette somme est positive, la tendance est à la hausse.

> *Exemple : RTE demande 1000MW à une CMOL à la hausse, la CMOL accepte la demande. La CMOL demande d'activer 400MW à RTE en France. RTE active 400MW en France. La tendance est alors de 400 – 400 + 1000, soit 1000MW à la hausse.*

Remarque 1 : cette nouvelle définition de la tendance conduit à la suppression de la tendance neutre, puisque sur un pas de règlement des écarts donné, il y aura toujours des énergies d'équilibrage activées. S'il devait arriver une occurrence pour laquelle les différents termes pris en compte se compensent parfaitement, il est possible de définir arbitrairement un sens pour la tendance.

[8] TERRE sera une CMOL. Avant la mise en place de TERRE, les échanges BALIT seront traités de la même manière

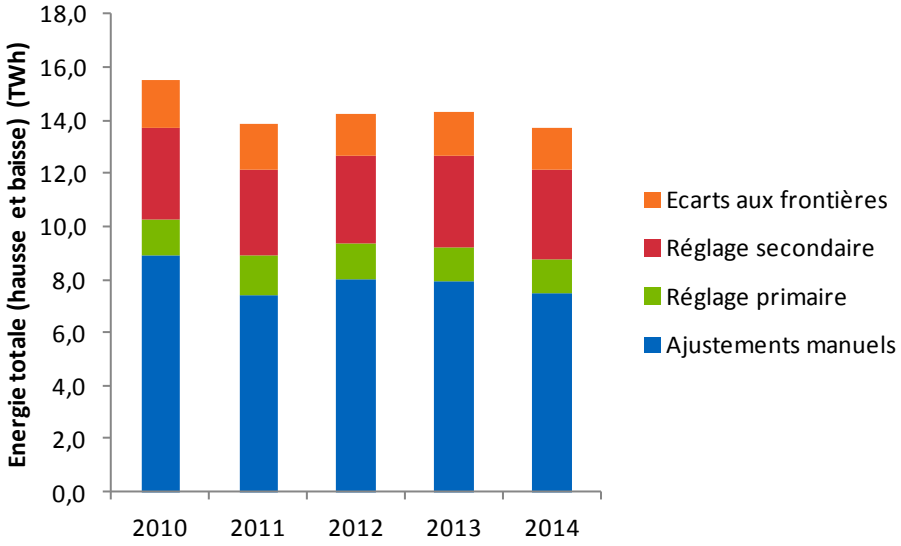
Remarque 2 : les modalités actuellement prévues pour la mise en place des CMOL ne permettent pas de préciser l'origine du besoin (France ou étranger) pour une activation donnée, il n'est donc pas possible de créer une nouvelle cause d'ajustement venant préciser si les ajustements pour motif P=C sont réalisés pour couvrir un déséquilibre français ou étranger.

Remarque 3 : tous les échanges d'énergie entre GRT aux interconnexions sont programmés. Seule l'activation de la réserve primaire ne fait pas l'objet de programmes.

Remarque 4 : la somme des termes exposés précédemment correspond à la définition de « l'ACE open loop » c'est-à-dire de l'écart de réglage d'une zone de réglage en l'absence d'actions d'équilibrage.

5.3.2.3 Analyse quantitative

Le graphique ci-dessous représente les volumes d'énergie d'équilibrage en France et en valeur absolue :



Energies d'équilibrage en valeur absolue

RTE a simulé l'impact sur la tendance des modifications proposées ci-dessus. Le tableau suivant présente la part de pas demi-horaires sur lesquels l'intégration des énergies de réglage et d'écarts aux frontières conduit à une modification de la tendance :

	2010	2011	2012	2013	2014
Baisse -> Hausse	7,5%	8,6%	7,6%	8,4%	8,9%
Nulle -> Hausse	2,2%	2,9%	2,5%	1,9%	2,5%
Hausse -> Baisse	6,8%	7,3%	8,6%	9,9%	8,8%
Nulle -> Baisse	2,2%	2,8%	3,0%	2,7%	3,6%
Total	**18,7%**	**21,6%**	**21,7%**	**22,9%**	**23,7%**

Proportions des changements de tendance avec la nouvelle formule proposée

5.3.3 Modification des incitations lors de prix négatifs

Lors des situations pour lesquelles les prix de marché et les prix moyens pondérés (PMP) à la hausse sont négatifs :

- le prix de règlement des écarts pour un RE court (dans un système à la hausse) reste multiplié par le facteur (1+k) conduisant un RE court à être davantage rémunéré que le prix moyen payé pour les ajustements, et l'incitant donc à être davantage déséquilibré ;
- le prix de règlement des écarts pour un RE long (dans un système à la baisse) reste multiplié par 1/(1+k) conduisant un RE long à être facturé à un prix de règlement des écarts inférieur au prix de rémunération moyen des ajustements à la baisse, incitant ce RE à être davantage déséquilibré.

Exemple :

Lorsque {EPEX = -10€/MWh ; PMP = -5€/MWh ; k = 0,1 ; tendance hausse}, un RE court est rémunéré 5,5€/MWh, alors que la rémunération du CAE issue des ajustements à la hausse est de 5€/MWh.

Lors de situations de prix négatifs, il apparaît donc que le fonctionnement actuel du CAE ne renvoie pas des incitations pertinentes (incitation au déséquilibre des RE et au déséquilibre du système électrique).

La matrice de règlement des écarts doit évoluer pour renvoyer les bonnes incitations lors des situations pour lesquelles les prix sont négatifs.

RTE propose que le coefficient k s'applique comme suit dès la mise en œuvre de la huitième version des règles MA-RE pour que les incitations renvoyées restent cohérentes lors des prix négatifs :

	Tendance Hausse	**Tendance Baisse**
RE avec écarts négatifs	$PMP \times (1+\mathrm{k})^{\mathrm{signe(PMP)}}$	$EPEX$
RE avec écarts positifs	$EPEX$	$\frac{PMP}{(1+k)^{signe(PMP)}}$

L'équilibre financier moyen du CAE est peu modifié dans la mesure où le nombre de situations pour lesquelles les prix sont négatifs est faible. L'impact financier sur le CAE résultant de cette modification aurait conduit à une facturation supplémentaire des RE. L'estimation des recettes supplémentaires pour le CAE est la suivante :

	2010	***2011***	***2012***	***2013***	***2014***	**Moyenne annuelle**
Recettes CAE	*0*	*6 k€*	*18 k€*	*245 k€*	*8 k€*	**55 k€/an**

5.3.4 Utilisation d'un prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts (*« single price »*)

En préambule, l'objectif n'est pas ici de refaire une analyse exhaustive des propriétés du « single price » et du « dual price ». Une littérature très importante existe déjà sur le sujet.

RTE liste ci-après quelques publications européennes concernant ce sujet :

- Commission européenne : Impact Assessment on European Electricity Balancing Market (Contract EC DG ENER/B2/524/2011, March 2013) ;
  https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610_eu_balancing_master.pdf

- ENSTOE : Survey on Ancillary Services Procurement and Electricity Balancing Market Design ; *https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ancillary-services-survey/Pages/default.aspx*
- Travaux et décisions OFGEM ; *https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40788/ebscr-single-or-dual-cash-out.pdf* *https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-significant-code-review-final-policy-decision*

Les documents énumérés ci-dessus et les analyses de RTE ne concluent pas à la suprématie d'une matrice par rapport à l'autre. RTE considère que l'analyse doit être faite au cas par cas, en fonction des avantages et inconvénients de chacune des matrices.

RTE propose ici de rappeler les caractéristiques des deux matrices, et de détailler les arguments en faveur d'une évolution du prix de règlement des écarts vers une matrice « single price ».

5.3.4.1 Matrice « single price »

	Tendance Hausse	**Tendance Baisse**
Ecarts positifs	Min(PMP_H * (1-k); PMP_H * (1+k))	Min(PMP_B * (1-k); PMP_B * (1+k))
Ecarts négatifs	Max(PMP_H * (1-k); PMP_H * (1+k))	Max(PMP_B * (1-k); PMP_B * (1+k))

Matrice de règlement des écarts « single price »

Comparée à la matrice de règlement des écarts « dual price » (cf. §5.3.1), une matrice de règlement des écarts « single price » utilise un unique prix de référence pour le règlement des écarts :

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

La matrice « single price » proposée par RTE intègre un coefficient k, qui a pour objectif de permettre un équilibre financier du CAE, comme présenté au §5.4. RTE propose que le coefficient k s'applique à tous les RE déséquilibrés (actuellement ce coefficient ne s'applique que pour les RE ayant aggravés la tendance du système électrique).

5.3.4.2 Avantages d'un passage au single price pour le système électrique français

Un fichier Excel a été partagé avec les acteurs de marchés. Ce fichier permet d'illustrer les espérances de coûts en fonction du déséquilibre des RE (https://concerte.fr/system/files/evenement_agenda/Incitations_SP%20vs%20DP.xlsx).

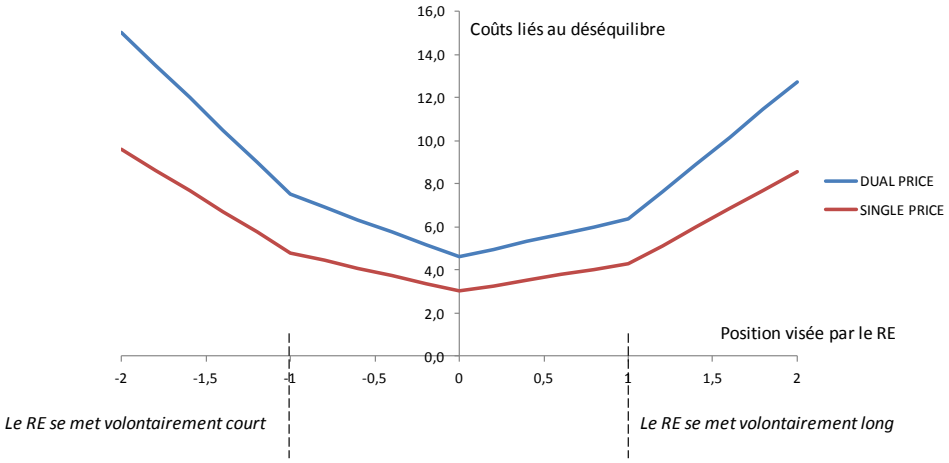
En « single price », un RE statistiquement équilibré est moins pénalisé

L'existence d'un prix unique conduit à ce qu'un RE statistiquement équilibré soit moins pénalisé que lorsque la matrice de règlement des écarts est en « dual price ».

Il existe quatre possibilités : [RE long ou court] x [tendance hausse ou baisse]. Dans le cas d'une matrice « dual price », lorsque le RE *aide* le système électrique, il touche une rémunération égale au prix de marché alors que dans le cas d'une matrice single price, il touche une rémunération plus élevée (ou paie un prix plus faible en tendance baisse).

En dual price, ces modalités de rémunération au prix de marché peuvent s'apparenter à une pénalisation implicite dans la mesure où cette rémunération est plus faible que l'énergie d'ajustement à laquelle a eu recours le GRT. Ces modalités de rémunération « dual price » génèrent par ailleurs un flux positif au CAE, appelé rente de contre-écart. Cette rente vient du fait que, lorsque deux RE sont déséquilibrés en sens contraire sur un même pas de temps, l'un (RE court) paie PMP_H (en tendance hausse) et l'autre (RE long) est rémunéré au prix *spot*.

Une analyse sur un pas demi-horaire montre que la structure de coût liée aux déséquilibres est plus *douce* en « single price » qu'en « dual price » (toujours du fait du paiement au prix unique au lieu d'un prix beaucoup plus faible en dual price lorsque le RE aide le système).



Structure de coût en fonction de l'équilibre visé par le RE, avec probabilité de tendance à la hausse de 50%

Renvoi d'un prix unique de l'énergie.

RTE considère que le renvoi d'un prix de référence unique pour l'énergie est une bonne propriété. En effet, le prix de l'énergie est unique jusqu'au marché infrajournalier. Seuls les marchés où une matrice « dual price » est mise en œuvre conduisent à une situation où il existe deux prix de marché en temps réel.

Absence de besoin d'une référence de prix de marché

Comparée à une matrice « dual price », une matrice « single price » ne nécessite pas de définir un prix de référence « marché » pour valoriser les écarts de RE pour les RE déséquilibrés dans le même sens que le système électrique.

RTE considère que la suppression d'une référence extérieure (la référence a déjà fait l'objet de débats) au prix d'ajustement donne également un avantage à la matrice single price.

Une incitation à équilibrer son périmètre… et à prendre des actions d'équilibrage économiques lorsque les déséquilibres du système électrique sont prévisibles par les acteurs de marché et/ou durables

En « dual price », les incitations sont telles qu'un RE n'est pratiquement jamais incité à déséquilibrer son périmètre. En single price, dans les situations où (i) le coût d'approvisionnement du RE est inférieur au single price et (ii) le RE estime que le système électrique est déséquilibré durablement, il est incité à déséquilibrer manifestement sa position pour contribuer à l'équilibre futur du système électrique.

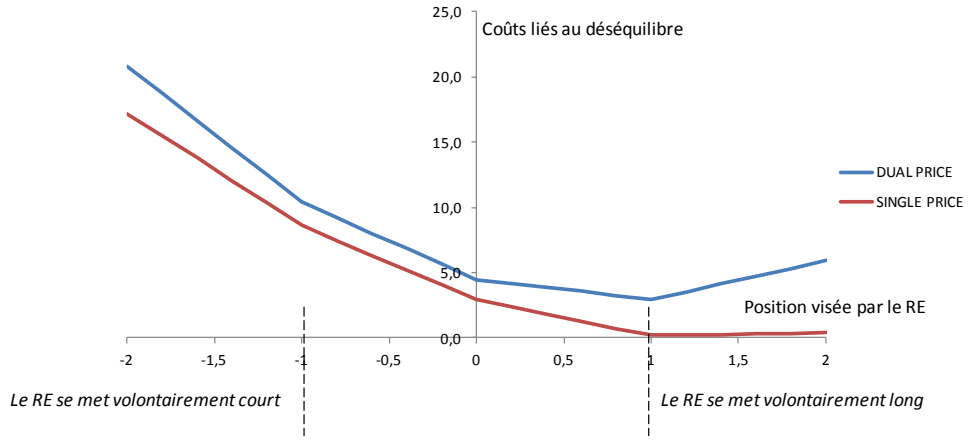


Illustration de la possibilité d'inciter les RE à être long en single price lorsque la probabilité d'une tendance hausse pour le système électrique est élevée et que les coûts d'approvisionnement du RE sont plus faibles que le single price

Ainsi, en plus d'une incitation à équilibrer son périmètre de RE, une matrice « single price » permet d'inciter le RE concerné à utiliser des moyens économiques afin de limiter les actions que le GRT aura à entreprendre pour équilibrer le système (sur le marché infrajournalier, le RE qui dispose de moyens compétitifs doit trouver une contrepartie prête à acheter, alors que sur le MA avec une matrice « single price » il lui suffit d'aider le système).

Avec la mise en place du code de réseau européen « Electricity Balancing », RTE devra limiter ses actions d'équilibrage du système électrique avec les seules capacités dont le délai de mobilisation est compatible avec la durée de la fenêtre opérationnelle (alors que RTE dispose actuellement de moyens à toutes les échéances pour équilibrer le système électrique). Certains moyens économiquement pertinents ne seront donc plus utilisés par RTE pour équilibrer le système.

La mise en place du « single price » aurait pour conséquence d'inciter les acteurs à utiliser les moyens économiquement pertinents et disponibles avec un délai de mobilisation important pour limiter les déséquilibres durables et/ou prévisionnels sur le système électrique.

En préparation de la déclinaison du code de réseau européen « Electricity Balancing », RTE s'est déjà engagé dans une démarche visant à réduire les actions d'équilibrage pour les échéances longues (tant que le niveau de marge disponible reste compatible avec la sûreté du système électrique).

A la suite de la concertation qui s'est tenue en 2015, de l'appel à contributions ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015 et de la consultation publique ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, RTE propose que la matrice de règlement des écarts « single price » entre en vigueur au 1er janvier 2017.

5.3.5 Intégration des nouveaux flux financiers dans la formation du prix de règlement des écarts

5.3.5.1 Situation actuelle

Le prix de référence pour le règlement des écarts repose actuellement sur le prix moyen pondéré (barycentre) des ajustements passés sur le MA dans la tendance. En l'absence d'autres charges et produits, le prix moyen pondéré de toutes les énergies d'équilibrage permet la neutralité financière pour le CAE pour un pas de règlement des écarts donné (ce qui n'est en pratique pas le cas du fait de coûts annexes, cf. §5.4). En effet le recours au prix moyen pondéré permet théoriquement une égalité de construction entre charges/produits des énergies d'équilibrage et les charges/produits des écarts.

5.3.5.2 Modalités de renvoi des charges et produits liés aux énergies de réglages automatiques au prix de règlement des écarts

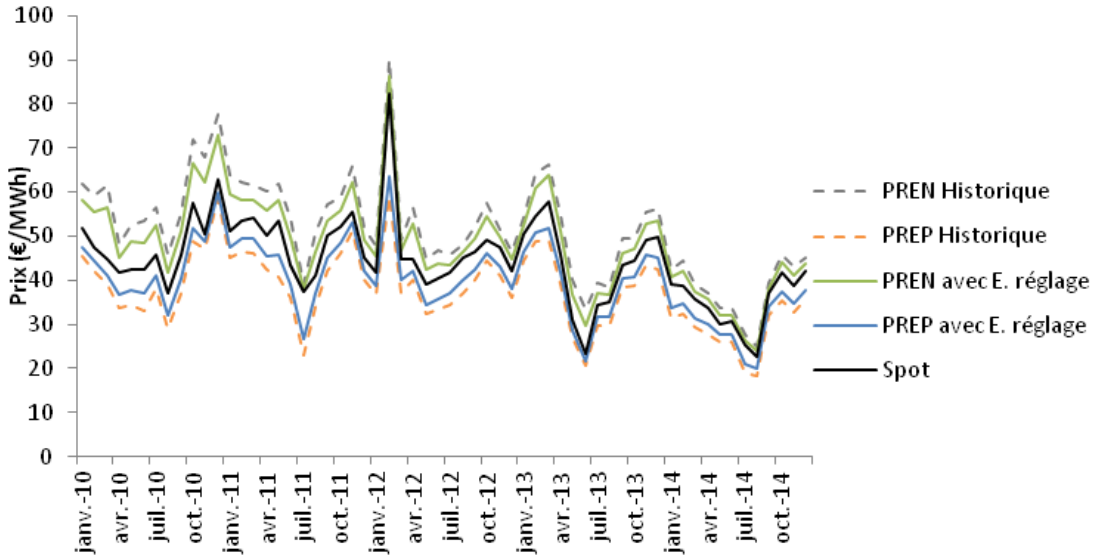
L'intégration de nouveaux flux financiers au CAE, en particulier les flux financiers liés aux énergies de réglages automatiques, nécessite de déterminer une règle de renvoi des charges et produits liés à ces flux aux responsables d'équilibre.

Assez naturellement, il pourrait être envisagé que :

- tous ces nouveaux flux soient valorisés au prix de valorisation de ces énergies auprès des fournisseurs de ces produits, prix qui est défini dans les règles services système, dans la construction du prix moyen pondéré ;
- les flux d'imbalance netting soient pris en compte au prix *spot*[9] dans la construction du prix moyen pondéré comme si l'activation des réserves avait eu lieu en France.

L'intégration de tous ces nouveaux flux au prix *spot* dans le prix de règlement des écarts a comme conséquence de rapprocher le prix de règlement des écarts du prix *spot*, c'est-à-dire de réduire l'incitation financière des RE à s'équilibrer.

L'impact sur le prix de règlement des écarts de cette proposition a été simulé par RTE. Les résultats de ces simulations sont les suivants (avec k=0) :



Impact de l'intégration des nouveaux flux sur le prix de règlement des écarts

Le tableau suivant présente l'impact de l'intégration des énergies de réglage sur les prix de règlement des écarts positifs et négatifs (en €/MWh), en moyenne sur chaque année.

	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne
Δ PREN (€/MWh)	-4,3	-3,5	-2,5	-2,8	-1,6	**-3,0**
Δ PREP (€/MWh)	+2,7	+3,0	+2,5	+2,1	+2,0	**+2,4**

Impact de l'intégration des nouveaux flux sur les PREP et PREN

[9] Les prix réels d'IGCC sont connus en M+1 et n'induisent pas toujours des gains : sur certains pas de règlement des écarts, le dispositif peut induire des pertes pour le système électrique français, bien qu'annuellement, les gains dépassent très largement les pertes.

5.3.5.3 Modalités de renvoi au prix de règlement des écarts des charges et produits liés à l'équilibrage transfrontalier

En ce qui concerne l'intégration des conséquences de l'équilibrage transfrontalier dans le prix de règlement des écarts (notamment l'intégration du projet TERRE) deux orientations sont envisagées par RTE :

- en cas d'activation d'énergie d'équilibrage à l'étranger, le prix de règlement des écarts intégrera le prix de l'activation, au même titre qu'un ajustement en France ;
- en cas d'activation d'énergie d'équilibrage en France pour un besoin étranger, comme pour le calcul de tendance, il est également possible de neutraliser cette activation pour le calcul du PMP :

*Par exemple, si RTE émet un besoin de 100 MW au CMOL, et que le CMOL demande une activation de 300 MW en France (prix marginal 60 €/MWh), et que RTE constate une activation de 100 MW de réserve secondaire (prix 40 €/MWh), le PMP serait de 50€/MWh=((100*60+100*40)/200) et non de 55€/MWh=((300*60+100*40)/400).*

L'absence de prise en compte dans le PMP des activations relatives à un besoin d'équilibrage étranger permet :

- de désensibiliser le prix de règlement des écarts France des écarts constatés à l'étranger,
- de ne pas déséquilibrer l'équilibre financier du CAE pour le pas demi-horaire concerné : les activations réalisées pour un besoin étranger feront l'objet d'une valorisation via une programmation spécifique aux interconnexions (qui sera valorisée à 60€/MWh dans l'exemple précédent).

RTE propose donc de neutraliser les activations réalisées pour un besoin étranger dans le cadre du calcul du prix de règlement des écarts France.

5.4 Equilibre financier annuel du CAE

5.4.1 Facteurs conduisant à la nécessité d'un rééquilibrage financier du CAE

Les charges et produits du CAE supportés sur un pas demi-horaire sont majoritairement renvoyés aux responsables d'équilibre (RE) déséquilibrés du pas demi-horaire concerné. Cette situation sera renforcée en faisant porter la totalité de la valorisation des énergies d'équilibrage par le CAE.

Cependant, certaines charges et certains produits relatifs à un pas demi-horaire continueront à ne pas être renvoyés aux RE déséquilibrés sur ce pas demi-horaire.

Ces charges et produits sont les contre-écarts (à système électrique équilibré, les RE courts sont facturés davantage que la rémunération versée aux RE longs), les contre-ajustements et les surcoûts marge.

5.4.2 Modalités d'équilibre financier du CAE

Actuellement, l'équilibre du CAE est réalisé annuellement par une modification du prix de règlement des écarts, une fois l'ensemble des écarts connus en volume. Cette modification du prix de règlement des écarts est effectuée par mise à jour du « coefficient k » de la matrice de règlement des écarts, qui conduit à augmenter ou réduire les recettes liées aux écarts de RE sur l'année A. La nouvelle valeur du coefficient k est celle qui permet d'annuler le solde du CAE pour l'année A.

Les volumes étant déterminés définitivement en M+12, il est nécessaire, pour calculer la valeur du coefficient k permettant l'équilibre du CAE pour l'année A, d'attendre M+12 du mois de décembre de l'année A (soit décembre de l'année A+1). Ainsi, la valeur du coefficient k permettant d'annuler le solde du CAE pour l'année A n'est connue qu'en début de A+2.

Lors des GT « Evolutions des règles MA-RE » organisés au cours du premier semestre 2015, le sujet des modalités d'équilibre annuel du CAE a été abordé. Il ressort des discussions avec les acteurs de marché :

- une préférence pour le fonctionnement actuel, qui permet de faire payer aux RE actifs l'année A les charges d'équilibre de l'année A, par rapport à un fonctionnement ou le déséquilibre financier du CAE pour une année A est renvoyé sur les RE actifs de l'année A+1 ;
- une demande de disposer d'une estimation, dès l'année A+1, de la valeur du coefficient k permettant d'annuler le solde du CAE, même si les données du dernier mois sont des données M+1 ;
- une préférence pour un équilibrage du CAE à la maille annuelle (et non mensuelle ou trimestrielle), ce qui permet de lisser les charges renvoyées sur le coefficient k, via leur intégration sur une période longue.

RTE suggère donc de ne pas modifier le fonctionnement actuel concernant la gestion de l'équilibre financier du CAE pour le compartiment Energie : ce fonctionnement semble satisfaire la communauté des RE tout en garantissant un fonctionnement du CAE équilibré et neutre financièrement pour RTE.

RTE propose, pour diminuer les incertitudes supportées par les RE du fait d'une revalorisation du prix des écarts en A+2, de publier dès le mois de février de l'année A+1, une estimation de la nouvelle valeur du coefficient k permettant l'annulation du solde du compte pour l'année A, basée sur les volumes disponibles en M+1, M+3, M+6 et M+12.

5.4.3 Evolution de la formule de rémunération des factures de reversement et réconciliation temporelle

Conformément à l'article C.20.3 des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre et à l'article 5.3 des règles relatives au MA, RTE émet chaque année deux factures à destination des responsables d'équilibre (facture de reversement et facture de réconciliation temporelle).

Afin de tenir compte de la durée de portage de la trésorerie inhérente aux processus de reversement et de réconciliation temporelle, une rémunération des flux financiers est prévue aux règles :

- pour la facture de reversement :
    - rémunération à la moyenne mensuelle des taux journaliers EONIA sur la période de rémunération ;

- rémunération des flux financiers sur la période allant du mois M+4 jusqu'au dernier jour du mois précédent le calcul du reversement.

- pour la facture de réconciliation temporelle :
  - rémunération à la moyenne des taux mensuels EURIBOR 12 mois ;
  - rémunération des flux financiers sur la période allant du mois M au mois de septembre de l'année A+2 (inclus).

En cohérence avec la recommandation de la CRE du 16 juin 2011 – relative à la formule de rémunération de la facture de réconciliation temporelle – et afin d'harmoniser les modalités de rémunération des flux financiers associés aux deux factures susmentionnées, RTE propose les modalités suivantes :

- rémunération à la moyenne des taux journaliers EURIBOR 12 mois tels que publiés sur le site de la banque de France :
  - https://www.banque-france.fr/economie-et-statistiques/changes-et-taux/les-taux-interbancaires.html ;
- rémunération sur la période suivante :
  - pour la facture de réconciliation temporelle : du mois M+3 à septembre A+2 inclus
  - pour la facture de reversement : du mois M+3 à février A+2 inclus.

En effet, le taux EURIBOR 12 mois est le taux le plus approprié pour refléter de telles durées de portage. En outre, les factures mensuelles émises en fin de mois M+1 avec un délai de règlement de 30 jours ne donnant pas lieu à rémunération des flux financiers, RTE propose que la période de rémunération commence uniquement en M+3.

5.4.4 Impact sur l'équilibre annuel du CAE des évolutions proposées aux §5.2 et §5.3

Les propositions d'évolution formulées par RTE conduisent à modifier l'équilibre financier annuel du CAE, du fait du renvoi non systématique des charges et produits d'équilibrage d'un pas demi-horaire aux RE déséquilibrés de ce pas demi-horaire. Ces évolutions de l'équilibre financier annuel sont alors répercutées sur le coefficient k (qui annule *in fine* le solde du CAE pour une année donnée).

> *Par exemple, en prenant l'exemple de l'initiative IGCC, si les énergies mises en œuvre via la compensation des écarts sont valorisées au prix spot (EPEX/NORD POOL SPOT DAY AHEAD) dans le PRE, la différence entre les flux financiers facturés entre GRT et le prix spot (EPEX/NORD POOL SPOT DAY AHEAD) sera portée par le coefficient k.*

L'impact des propositions formulées par RTE a été simulé. Les tableaux suivants présentent l'impact des différentes propositions de RTE (i) sur le solde du CAE et sur la valeur définitive du coefficient k calculée en A+2. Les simulations ont été réalisées pour une valeur initiale de k à 0.

(en M€)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Solde Historique	-12	-7	-45	-65	-43
Impact proposition sur les énergies de réglage	-66	-55	-10	-7	-4

Impact proposition IGCC[10]	+10	+10	+10	+10	+10
Impact sortie des surcoûts SSY du CAE	+6	+9	+12	+15	+11
Impact sur le CAE du passage au « single price »	-29	-24	-24	-16	-9

Impact sur le solde du compte ajustements écarts de l'intégration des nouveaux flux

Les conséquences de l'intégration des énergies de réglage sur le CAE peuvent s'analyser ainsi :

- dans le calcul du prix de règlement des écarts, la valorisation des énergies de réglage dans le PRE étant le prix *spot*, leur intégration a pour conséquence d'abaisser en moyenne le PREN et d'augmenter le PREP, diminuant ainsi les recettes d'écart et augmentant les charges[11]. L'impact financier sur le CAE est donc négatif. A noter aussi, même si cela est de second ordre par rapport à l'effet précédent, que l'intégration des énergies de réglage peut modifier aussi le prix marginal d'ajustement (PMA), impactant alors le montant des surcoûts (réseau et services système tendance hausse) versés par RTE au CAE[12];
- dans la rémunération des énergies d'ajustement, l'impact peut être analysé de manière globale sur une année : si l'énergie de réglage est globalement à la baisse, l'impact sera positif car le CAE aura plus de recettes d'ajustement que de charges. A l'inverse, si l'énergie de réglage est globalement à la hausse, l'impact sera négatif car le CAE aura davantage de charges d'ajustement que de recettes.

Le passage à une matrice de règlement des écarts « single price » conduit, avec un k égal à 0, à une absence de rente de contre-écart, et donc des charges non financées par les RE en déséquilibre sur les pas demi-horaires. Ce point conduit à constater, avec une valeur de k égale à 0, un impact négatif sur le CAE du passage au single price.

(valeur de k, sans unité)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
k « historique »	0,02	0,02	0,12	0,19	0,22
k avec énergies de réglage	0,15	0,14	0,14	0,20	0,21
k avec énergies de réglage & IGCC	0,13	0,12	0,11	0,17	0,16
k avec énergies de réglage & IGCC & surcoûts SSY sortis du CAE	0,12	0,10	0,08	0,13	0,11
k avec énergies de réglage & IGCC & surcoûts SSY sortis du CAE & passage au single price	0,14	0,12	0,11	0,14	0,12

Impact sur la valeur du k de l'intégration des nouveaux flux

[10] Gain forfaitaire de 10M€/an estimé à partir de simulations sur l'année 2013

[11] En effet, le PMP qui sert de base au calcul du PRE est souvent supérieur au Spot lorsqu'il s'agit du PMPH et inférieur au Spot pour le PMPB. En ajoutant au PMP un volume d'énergie au prix Spot, le PMP a ainsi tendance à se « rapprocher » de la valeur du Spot.

[12] Cet effet intervient notamment lors des inversions de tendance.

5.5 Publication

RTE envisage de publier quelques minutes après la fin d'un pas de règlement des écarts une estimation du déséquilibre du système électrique français (sur la base des volumes demandés) et une première estimation du prix de règlement des écarts. Cette publication serait de plus détaillée par une publication de toutes les informations disponibles en termes de volumes et de prix concernant les énergies d'équilibrage, par catégorie, activées à la maille France. Ces informations devraient aider les responsables d'équilibre à améliorer l'équilibrage du système électrique. De manière conjointe avec la publication de ces nouveaux indicateurs, RTE propose de supprimer des indicateurs dont l'utilité ne semble plus avérée. Il convient de se référer au chapitre 4.8 de la section 1 du projet des règles pour connaître le détail des propositions de modification des indicateurs.

A la suite de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, RTE a pris en compte les remarques formulées par les acteurs sur les indicateurs publiés.

5.6 Calendrier indicatif

Le 1er janvier 2017 est la date de début d'application du TURPE 5. Il semble préférable que le déplacement de flux financiers entre les comptes de RTE et le CAE intervienne en cohérence avec la définition du business plan de RTE pour un exercice tarifaire.

Par conséquent, RTE propose, au 1er janvier 2017 :

- une modification de la formule de la tendance pour y inclure l'ensemble des énergies d'équilibrage ;
- une modification de la formule du prix de règlement des écarts pour :
    - prendre en compte toutes les énergies d'équilibrage (y compris les premiers éléments relatifs aux listes de préséance économiques commune) ;
    - introduire la matrice de règlement des écarts dite « single price ».
- un ajout de l'énergie de réglage primaire de fréquence et des compensations des écarts aux frontières synchrones au CAE ;
- une intégration des premiers éléments relatifs aux listes de préséance économique dans le fonctionnement du CAE ; et
- une mise à jour des indicateurs nécessaires au suivi de l'équilibrage.

RTE prévoit que les éléments suivants évoluent à la date de mise en œuvre des règles MA-RE v8:

- l'intégration au CAE des flux financiers relatifs à IGCC et la rémunération de l'énergie de réglage secondaire fréquence/puissance. Cette anticipation est destinée à renvoyer, aux responsables d'équilibre, les gains liés à la participation de RTE à IGCC, prévue pour le mois de février 2016 ;
- la modification du prix de rémunération de l'énergie de réglage prévue par les règles Services Système v3[13] (hors du périmètre de cette consultation) ;
- la correction de la matrice de règlement des écarts pour renvoyer des incitations cohérentes lors de prix moyens pondérés négatifs ; et
- la transmission du coefficient « k » prévisionnel en A+1.

[13] RTE a saisi la CRE le 17 septembre 2015 d'une proposition : https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/20150914%20Rapport%20consulation%20SSY%20v3.pdf

A l'issue de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015 et de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, les acteurs de marché, ont transmis des remarques et propositions d'évolutions, résumées ci-après :

- **Intégration au compte ajustements-écarts de l'ensemble des coûts et recettes relatifs à l'énergie d'équilibrage du système électrique :**

Solvay et Engie se sont exprimés contre une telle intégration. Solvay estime notamment que les RE n'ont pas les leviers suffisants pour agir sur les nouveaux éléments financiers introduits dans le compte ajustements-écarts.

EDF et la CNR ont exprimé une position mitigée sur ce sujet. Si EDF partage l'intégration au CAE des flux financiers liés à l'énergie des réglages primaire et secondaire, il s'interroge sur l'opportunité d'y ajouter les écarts aux frontières et les rattrapages associés. EDF considère notamment que le principe de neutralité financière du GRT pourrait être assuré à travers le TURPE. RTE estime au contraire qu'il est plus légitime de répercuter ces coûts sur les RE plutôt que sur les utilisateurs du réseau (cf. chapitre 5.2.3). Les RE ont plus de légitimité et d'occasions de remettre en cause la politique menée par RTE que les utilisateurs du réseau qui ne s'expriment qu'une fois tous les quatre ans.

RES, Actility, Direct Energie, Markener, France Energie Eolienne et l'UNIDEN se sont exprimés en faveur des dispositions présentées par RTE.

RTE propose de maintenir les modalités proposées.

- **Passage à un prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts :**

La CNR et Direct Energie sont opposés au principe du prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts (« single price ») et doutent des bénéfices qui en résulteraient pour le système électrique.

EDF possède une position mitigée sur ce sujet. S'il ne s'oppose pas à la mise en place d'un « single price » sur le fond, EDF considère qu'il est prématuré d'introduire cette modification dès la huitième version des règles MA-RE. A la suite de l'appel à contribution, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, RTE a déjà proposé de repousser l'entrée en vigueur de la modification du calcul du prix de règlement des écarts au 1er janvier 2017.

Energy Pool, RES, Solvay, l'UNIDEN, Actility, Engie et Markener sont favorables à la mise en place d'un « single price ». RES souligne toutefois que l'application d'un coefficient k, tel que proposé par RTE, pourrait amoindrir les bénéfices du « single price ».

A partir des éléments présentés au chapitre 5.3.4 et des retours de la consultation exposés ci-dessus, RTE propose de maintenir le passage au single price dans la huitième version des règles MA-RE et de différer son entrée en vigueur du 1er avril 2016 au 1er janvier 2017. Concernant la remarque de RES sur le coefficient k, RTE prévoit d'aborder cette question dans le cadre de la feuille de route du mécanisme d'ajustement devant être remise par RTE à la CRE au premier trimestre 2016.

6. AUTRES

6.1 Précisions concernant la préséance économique

6.1.1 Clarifier les règles de préséance économique lors de l'activation d'une offre d'ajustement sur plusieurs plages de prix

RTE estime que les modalités relatives à la sélection des offres d'ajustement pour un besoin d'ajustement concernant deux plages de prix consécutives manquent aujourd'hui de lisibilité et de justifications économiques.

Les modalités en vigueur sont décrites à l'article 4.4.1.2.1 des règles MA-RE en vigueur :

« Pour les ajustements hors contrainte de temps :

- *lorsque le besoin d'ajustement concerne deux Plages de Prix consécutives, dont plus d'une demi-heure sur la première Plage, RTE utilise les Offres suivant l'ordre de préséance économique de la première Plage de Prix ;*
- *lorsque le besoin d'ajustement concerne deux Plages de Prix consécutives, dont moins d'une demi-heure sur la première Plage, RTE utilise les Offres suivant l'ordre de préséance économique de la deuxième Plage de Prix. »*

Afin de clarifier le mode opératoire, tant pour les acteurs de marché que pour les opérateurs de RTE, RTE propose d'utiliser les offres d'ajustement suivant l'ordre de préséance économique de la plage de prix incluant leur instant d'activation. Après le changement de plage de prix, RTE revoit, comme actuellement, le respect de la préséance économique et désactive les offres qui ne sont plus dans la préséance économique.

Exemple :

A 10h, l'opérateur du centre de contrôle national anticipe un besoin d'ajustement pour 10h45. L'instant d'activation des offres d'ajustement qu'il va solliciter sera donc à 10h45. Avec les nouvelles modalités, il va choisir les offres suivant l'ordre de préséance économique de la plage de prix [06h00 ; 11h00[. En anticipation/à partir de 11h00, l'opérateur vérifie que les capacités appelées préalablement restent dans l'ordre de préséance économique. Si ce n'est pas le cas, elles sont désactivées au plus vite en respectant les conditions d'utilisation des offres.

Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, et lors de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, les acteurs de marché se sont prononcés en faveur de cette modification. RTE propose donc de la mettre en œuvre dès l'entrée en vigueur de la huitième version des règles MA-RE.

6.1.2 Clarifier l'interclassement économique des offres

RTE estime nécessaire de préciser les modalités de prise en compte dans l'interclassement économique d'une redéclaration des conditions d'utilisation d'une offre (« CUO »).

Ainsi, il est proposé d'indiquer à l'article 4.4.1.1 des prochaines règles MA-RE : « Lorsque la redéclaration des conditions d'utilisation d'une offre améliore les performances relatives au DMO et/ou au DO_{min}, RTE s'engage à prendre en compte ces nouvelles caractéristiques pour l'interclassement économique à l'issue d'un délai au maximum égal à la somme du Délai de Neutralisation, du Délai de Mobilisation et de la Durée Minimale d'Utilisation de l'Offre concernée. Le Délai de Mobilisation et la Durée Minimale d'Utilisation utilisés sont ceux renseignés dans les Conditions d'Utilisation de l'Offre avant la demande de redéclaration. »

De manière nominale, une redéclaration des CUO reste prise en compte dans l'interclassement économique à l'issue du délai de neutralisation. Pour autant, lorsqu'une telle prise en compte n'est pas possible, notamment du fait des conditions d'utilisation d'offres d'ajustement activées précédemment, l'engagement de RTE porte uniquement sur la période postérieure au délai indiqué ci-dessus.

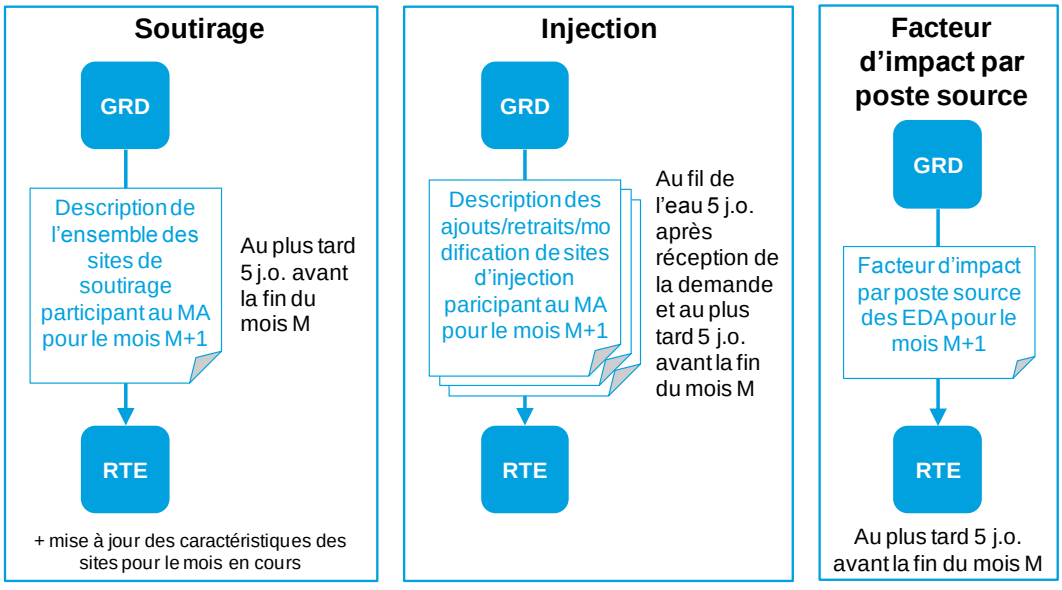
Par ailleurs, il est proposé au même article que, lorsque RTE dispose *ex ante* des estimations de la puissance et de la durée d'appel d'une offre de démarrage, ces estimations soient prises en compte pour l'intégration de ladite offre dans l'interclassement économique. Par défaut, les paramètres P_{min} et DO_{min} continuent d'être utilisés.

6.2 Faire évoluer les échanges de données entre RTE et les GRD dans le cadre du mécanisme d'ajustement

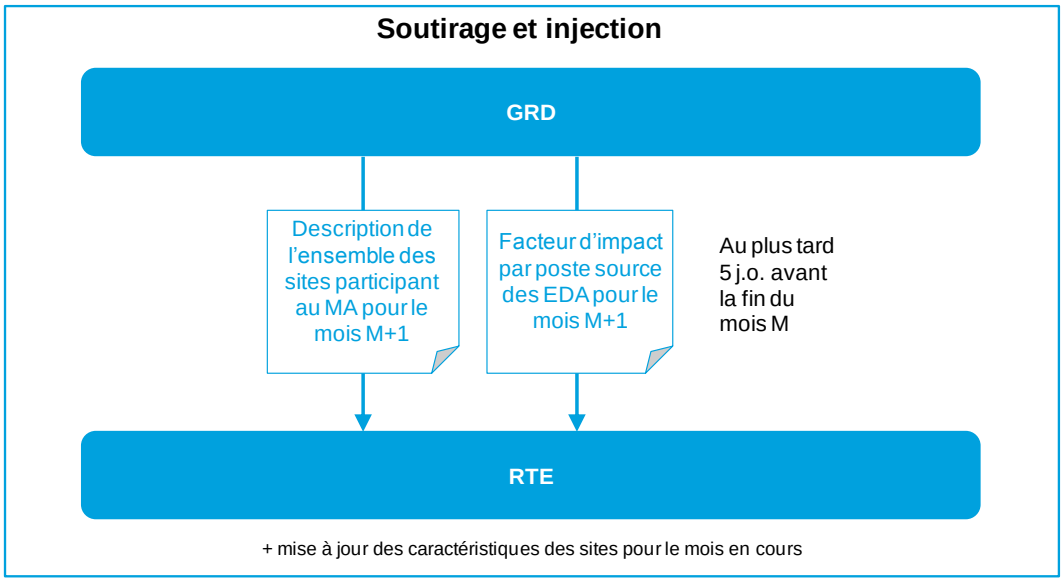
6.2.1 Gestion des périmètres d'ajustement RPD

En application de l'option de délégation prévue à l'article 3 du décret effacements, les règles MA-RE v7, entrées en vigueur le 1er avril 2015, introduisent un modèle décentralisé de gestion des périmètres confiant au gestionnaire de réseau de distribution un rôle dans la collecte et de la transmission à RTE des données nécessaires à la gestion contractuelle, opérationnelle et financière du MA.

Les règles MA-RE v7 introduisent des modalités de transmission de données de périmètre différentes pour les sites d'injection et les sites de soutirage :



RTE a instruit, dans le cadre de la concertation relative aux règles MA-RE v8, une évolution du processus de transmission des données de périmètres visant à harmoniser le traitement des périmètres injection et soutirage :



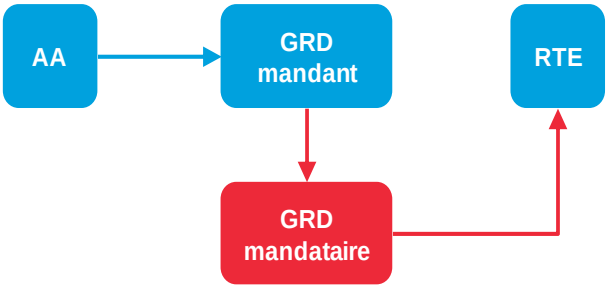
Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, et lors de la consultation publique, ouverte du 19 octobre au 16 novembre 2015, les acteurs de marché se sont prononcés favorablement à cette homogénéisation. Les modalités pratiques d'échange de données entre RTE et les GRD (formats et vecteurs techniques) découlant du schéma ci-dessus devront être définies à travers une série d'ateliers que RTE organisera d'ici fin 2015.

6.2.2 Introduction d'un régime de mandat

Afin de faciliter la mise en œuvre des échanges de données avec RTE dans le cadre du MA, RTE propose d'introduire un régime de mandat permettant à un GRD de transférer à un autre GRD les tâches concernant :

- l'envoi à RTE des données de périmètre d'ajustement ; et
- l'envoi à RTE des données de courbe de charge pour le contrôle du réalisé.

Dans un souci d'efficacité, RTE propose que le GRD mandataire constitue l'unique interlocuteur de RTE pour l'échange de données relatives aux sites raccordés au réseau du GRD mandant, notamment les informations relatives aux ordres d'ajustement passés sur des EDA comportant au moins un site raccordé au réseau du GRD mandant.



6.3 Simplification de la gestion des périmètres d'ajustement

L'Annexe 8 constitue aujourd'hui un support contractuel signé mensuellement par RTE et l'acteur d'ajustement pour formaliser les périmètres d'ajustement.

RTE propose de réduire sa portée à une information de RTE vers l'acteur d'ajustement concerné, afin d'alléger les procédures contractuelles. Dès lors, les informations contenues jusqu'à présent dans l'annexe 8 seront publiées aux acteurs de marché afin d'avoir une vision partagée du périmètre.

Par conséquent, l'annexe 8 disparaîtra du texte des règles MA-RE.

6.4 Faire évoluer les modalités de décompte des ajustements, des NEBEF et des énergies de réglage

Afin de mettre en cohérence les règles RE avec (i) l'introduction de nouvelles modalités d'agrégation dans les règles relatives aux effacements de consommation au service du marché, (ii) l'introduction de la participation des sites de soutirage raccordés à un réseau public de distribution d'électricité aux réglages primaire et secondaire de fréquence dans les règles relatives aux services système et (iii) l'évolution du périmètre d'applicabilité du modèle corrigé sur le mécanisme d'ajustement tel que précisé à l'article 3.1.1, RTE propose une modification du chapitre C des règles RE permettant de préciser les modalités de prise en compte dans le calcul des écarts et le calcul de la réconciliation temporelle :

- des programmes d'effacement et programmes de report ;
- des énergies de réglage primaire et secondaire ;
- des ajustements réalisés sur les sites raccordés au RPD au modèle corrigé.

A titre de rappel :

- le Décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité (ci-après « décret effacements »), pris en application de l'article L. 271-1 du Code de l'énergie, précise les modalités de valorisation des effacements de consommation, et notamment la nécessité, pour les règles MA-RE, de prévoir la prise en compte des effacements de consommation dans le calcul des écarts des responsables d'équilibre ;
- les règles NEBEF 2.1 définissent les modèles de versement applicables aux sites de soutirage participant au dispositif NEBEF ;
- les règles MA définissent les modèles de versement applicables aux sites de soutirage participant au MA ;
- les règles Services Systèmes v3 définissent les modèles de versement applicables aux sites de soutirage participant aux services système.

En application du décret effacements et des règles précitées, RTE définit, au travers des règles RE et en cohérence avec les modèles de versement appliqués sur chacun des mécanismes, les modalités précises de traitement des effacements, des ajustements et des énergies de réglage sur des sites de soutirage dans le calcul des écarts des RE et la réconciliation temporelle.

6.4.1 Principes de prise en compte dans la reconstitution des flux

Les principes de prise en compte des effacements, des ajustements, et des énergies de réglage fournies ou économisées par un site de soutirage, dans la reconstitution des flux dépendent :

- des caractéristiques de la courbe de charge à laquelle est affectée la consommation de ce site de soutirage pour la reconstitution des flux :
    - courbe de charge télérelevée ;
    - courbe de charge estimée par profilage.
- du modèle de versement appliqué pour ce site : corrigé, régulé, contractuel, absence de versement ;
- du mécanisme considéré (SSY, NEBEF, MA).

Quatre modèles de prise en compte sont aujourd'hui en vigueur :

- la consommation ajustée ;
- l'ajout d'un bloc dans le périmètre du RE du Site ;
- l'intégration dans l'Ecart National de Profilage ;
- l'absence de prise en compte.

Le schéma ci-dessous synthétise les modèles applicables par catégorie de site et par mécanisme :

	Mécanisme d'Ajustement	NEBEF	Services Système
Site de Soutirage RPT	Consommation ajustée	Consommation ajustée	Consommation ajustée
Site de Soutirage RPD disposant d'une Courbe de Charge Télérelevée en contrat CARD - PS > 36 kVA	Consommation ajustée	Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre	Option 1 (pour les sites au modèle régulé optionnel ou contractuel optionnel) Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre (A partir du 1er avril 2017) Option 2 (pour les sites au modèle absence de prise en compte) : aucune correction effectuée dans le périmètre du RE
Site de Soutirage RPD disposant d'une Courbe de Charge Télérelevée en contrat CARD - PS < 36 kVA ou contrat unique	Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre	Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre	Option 1 (pour les sites au modèle régulé optionnel ou contractuel optionnel) Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre (A partir du 1er avril 2017) Option 2 (pour les sites au modèle absence de prise en compte) : aucune correction effectuée dans le périmètre du RE
Site de Soutirage RPD disposant d'une Courbe de Charge Estimée	Intégration dans l'Ecart National de Profilage et révision des différentes étapes de la reconstitution des flux	Intégration dans l'Ecart National de Profilage et révision des différentes étapes de la reconstitution des flux	Option 1 (pour les sites au modèle régulé optionnel ou contractuel optionnel) Intégration dans l'Ecart National de Profilage et révision des différentes étapes de la reconstitution des flux (à partir du 1er avril 2017) Option 2 (pour les sites au modèle absence de prise en compte) : aucune correction effectuée dans le périmètre du RE

6.4.2 Modèle 1 : Consommation ajustée

Le principe est de corriger la courbe de consommation d'un site de soutirage au modèle corrigé des volumes d'effacement, d'ajustement ou d'énergies de réglage fournies ou économisées. La courbe de consommation ainsi obtenue est dénommée courbe de consommation ajustée.

Le calcul de l'écart du RE du site s'effectue alors sur la consommation ajustée du site. La participation du site de soutirage au dispositif NEBEF, au mécanisme d'ajustement, et/ou aux Services Système n'induit donc pas d'écart pour le RE du Site.

Le fournisseur du site de soutirage facture également la fourniture d'électricité du site à partir de la consommation ajustée, ceci lui permettant de bénéficier du versement directement par le site, conformément à un des modèles de versement prévus par le décret effacements.

6.4.3 Modèle 2 : Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre

Le principe est d'affecter un bloc correspondant à l'énergie fournie ou économisée par un site dans le cadre de sa participation au dispositif NEBEF, au mécanisme d'ajustement, et/ou aux Services Système dans le périmètre du RE du site afin de ne pas le mettre en écart :

- comme élément de soutirage dans le cas d'un ajustement à la hausse, d'un effacement, ou d'une énergie de réglage fournie à la hausse ;
- comme élément d'injection dans le cas d'un ajustement à la baisse ou d'une énergie de réglage économisée à la baisse.

6.4.4 Modèle 3 : Intégration dans l'Ecart National de Profilage et révision des différentes étapes de la reconstitution des flux

Le principe est de modifier les différentes étapes de la reconstitution des flux :

- au moment du calcul de l'écart : par une modification du calage spatial ; puis
- au moment du calcul de la réconciliation temporelle, par une modification des différentes étapes de calcul.

6.4.4.1 Calage spatial (modification du paragraphe C.13.2 de la section 2 des règles)

Afin que le coefficient de calage tienne compte des effacements, ajustements et énergies de réglage fournies et/ou économisées par des sites de soutirage dont la consommation est estimée par profilage, l'écart national de profilage est corrigé, par pas demi-horaire, de l'énergie correspondant aux effacements, ajustements, et réglages fournis et/ou économisés par ces mêmes sites.

Ceci permet d'obtenir des courbes de charge estimées calées par RE corrigées de ces effacements, ajustements, énergies de réglage, et, ainsi de ne pas mettre la communauté des RE disposant de sites profilés en écart.

6.4.4.2 Réconciliation temporelle

Au stade de la réconciliation temporelle, les courbes de charge estimées par RE et par GRD sont corrigées des effacements, ajustements et énergies de réglage fournies et/ou économisées par les sites de soutirage du RE sur ce GRD. Ces nouvelles courbes estimées corrigées sont utilisées dans l'étape de calage spatial réalisée dans le cadre de la réconciliation temporelle, puis dans l'étape de normalisation. In fine, les courbes de charge estimées, calées, normalisées par RE et par GRD sont recorrigées des effacements, ajustements et énergies de réglage fournies et/ou économisées par les sites de soutirage du RE sur ce GRD.

La figure suivante résume la prise en compte des effacements, ajustements et énergies de réglage fournies et/ou économisées dans les différentes étapes de la réconciliation temporelle dans le cas simplifié d'un GRD avec 2 RE profilés et d'un ajustement à la hausse de 100MW pendant 1h réalisé à partir de sites de soutirage dont la courbe de consommation est estimée dans le périmètre du RE 1.



RTE modifie le calcul de la réconciliation temporelle selon le principe suivant (nouvelles étapes en noir) :

1 Réception des courbes estimées tenant compte des énergies ajustées

2 Normalisation annuelle des pertes du GRD



3 *Ajout d'une première étape de correction au C.16.1.3 dans le but de retrancher l'ajustement de 100 MW sur le périmètre du RE 1 et sur le GRD où il a eu lieu afin de modifier « en forme » la courbe de consommation estimée du RE*



4 Calage spatial de la consommation estimée sur la synchrone France (CC>1)



5 Normalisation annuelle de la consommation estimée calée nous permettant de retrouver l'énergie annuelle « comptabilisée » par le GRD



6 *Ajout d'une deuxième étape de correction au C.16.1.6 dans le but de corriger le périmètre d'équilibre du RE1 de l'ajustement réalisé. On a ainsi neutralisé l'impact de l'effacement sur le périmètre du RE1*



6.4.5 Modèle 4 : Absence de prise en compte de l'énergie

Dans ce modèle, aucune correction n'est effectuée sur le périmètre d'équilibre du RE. La participation aux Services Système d'un site de soutirage peut induire, dans ce cas, un déséquilibre pour le RE du site.

Dans le cadre des consultations publiques, ouvertes du 22 septembre au 13 octobre 2015, puis du 19 octobre au 16 novembre 2015, EDF et Voltalis ont transmis des remarques et propositions d'évolutions, résumées ci-après :

- **Concernant la répartition du report réalisé :**

EDF demande que la répartition du report réalisé entre RE et fournisseurs soit effectuée sur la base des volumes d'effacement réalisés par site en lieu et place d'une répartition sur la base de clés statiques. RTE a intégré cette évolution dans la huitième version des règles soumise à votre approbation.

- **Concernant la prise en compte du report :**

Voltalis considère que le report ne devrait pas être comptabilisé en soutirage du RE de l'opérateur d'effacement. RTE n'a pas fait évoluer le projet de règles sur ce point et propose de maintenir les dispositions en vigueur ayant fait l'objet d'une approbation par la CRE.

- **Concernant la prise en compte des énergies de réglage fournies par des sites profilés au modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » :**

EDF a mentionné la nécessité de ne pas prendre en compte les énergies de réglage fournies ou économisées par les sites de soutirage au modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » dans l'écart national de profilage. RTE a intégré cette évolution dans la huitième version des règles soumise à votre approbation.

- **Concernant la complexité de la reconstitution des flux :**

EDF regrette la complexité grandissante de la reconstitution des flux liée à l'attribution des énergies dans le cadre des différents mécanismes de flexibilité (MA, NEBEF, SSY) et les difficultés résultantes pour le responsable d'équilibre. Dans un souci de bonne compréhension des règles par tous les acteurs, RTE proposera une note explicative à ce sujet à destination des responsables d'équilibre courant 2016.

Annexe 1. **REPONSE DE RTE AUX REMARQUES DES ACTEURS**

Section 1 – Article 1 : Définitions

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD		Commentaire général : des définitions communes entre les mécanismes MA, RE, NEBEF et SSY seraient les bienvenues dans la mesure où il y a toujours plus d'interactions entre les différentes règles. Une multiplication des mêmes définitions est en effet source d'erreur et le renvoi de certaines définitions à d'autres corps de règles rend la lecture complexe		L'atteinte de cet objectif est partagée par RTE
GRD	Accord de Participation	"...adhérer aux Règles en vue de devenir Responsable de Programmation et/ou Acteur d'Ajustement" Dès lors que le terme Règles concerne les sections 1, 2 et 3 comme le prévoit la définition alors il convient de préciser que le terme Participant ici ne s'applique qu'à la section 1 sinon il pourrait aussi avoir un accord de participation en tant que RE	"Contrat ou Protocole conclu entre RTE et un Participant, conforme à l'un des modèles joints en Annexe 2 et en Annexe 3 de la présente section 1…"	Afin de ne pas alourdir le texte, l'article XXX ou l'annexe XXX est un(e) article/annexe de la section 1. Si ce n'est pas le cas, il est précisé l'article XXX/annexe XXX de la section 2 ou 3.
GRD	Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou CARD	Les GRD ne comprennent pas pourquoi la définition du contrat d'accès au réseau n'est définie qu'à travers des contrats CARD. le contrat d'accès au réseau d'un site raccordé au réseau de distribution peut prendre plusieurs formes : soit un CARD conclu directement avec le GRD, soit un Contrat Unique, soit un Contrat Intégré.	"Il est conclu soit directement par l'Utilisateur avec le gestionnaire du réseau public de distribution (CARD) soit par l'intermédiaire d'un acteur habilité (Contrat Unique ou Contrat Intégré)."	La définition proposée par RTE est bien celle du CARD, il convient donc de la conserver.
GRD	Contrat de Prestations Annexes	Les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité font l'objet d'une décision ministérielle. Chaque gestionnaire de réseau public peut proposer aux utilisateurs raccordés à son réseau, aux tiers autorisés par ces utilisateurs et aux responsables d'équilibre les prestations annexes décrites dans cette décision.	"Contrat que peut conclure RTE ou un GRD avec un Utilisateur, selon qu'il est raccordé au réseau public de transport ou d'électricité, portant sur…"	La rédaction a été adaptée.
GRD	Contrat Intégré	Il existe aussi des contrats intégrés en injection : Les contrats en Obligation d'Achat conclu avant la loi du 10 février 2000 sont des contrats intégrés comportant à la fois des clauses relatives à l'accès au réseau et des clauses relatives à l'achat de l'énergie produite	Contrat conclu entre : - soit le Fournisseur historique et un Consommateur. Ce contrat a pour objet tant les modalités de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente que les modalités techniques juridiques et financières d'accès au réseau d'électricité. - soit l'acheteur historique et un Producteur. Ce contrat a pour objet tant les modalités d'achat d'électricité aux tarifs réglementés de l'obligation d'achat que les modalités techniques juridiques et financières d'accès au réseau d'électricité.	Dans le cadre des règles MA-RE, RTE souhaite viser uniquement le lien contractuel entre le fournisseur historique et le consommateur.
GRD	Effacement de	Il nous semble prudent de se référer aux textes décrivant l'effacement de consommation plutôt que de copier la définition. En outre la rédaction telle		La solution actuelle des Règles semble être un bon compromis dans la mesure où elle fait référence au Décret "conformément au Décret XXXX", tout en

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
	Consommation d'électricité	que proposée sera caduque lors de la publication du décret effacement suite à la loi TE.		laissant la définition pour plus de lisibilité (éviter d'aller chercher dans le texte). La définition devra en tout état de cause être revue au moment de la publication du Décret d'application LTE.
GRD	Groupe de Production	Cette notion n'existe dans aucun texte réglementaire relativement aux capacités raccordées au RPD. Si la notion doit être maintenue, il est nécessaire de préciser les champs d'application afin de ne pas créer de confusion. En effet, pour les installations RPD, les textes reconnaissent l'Installation de Production qui est autorisée au sens du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 modifié ou est réputée autorisée à exploiter au titre de l'article L311-6 du code de l'énergie. Cette installation fait nécessairement l'objet d'un contrat d'accès au réseau l'autorisant à injecter sur le réseau auquel elle est raccordée ou le cas échéant d'un contrat de service de décompte (ou de prestation de décompte) convenu avec le gestionnaire de réseau concerné.	Association de machines tournantes ou de générateurs statiques permettant de transformer une énergie primaire (thermique, hydraulique, éolienne, marémotrice, solaire …) en énergie électrique injectée sur le Réseau de transport. Un Groupe de Production peut avoir besoin d'Auxiliaires pour fonctionner.	La définition actuelle ne fait référence à aucun texte règlementaire mais plutôt à une appréciation technique qui devrait être transposable aux installations de production mentionnées par les GRD. Par conséquent, RTE n'est pas favorable à une limitation au RPT.
GRD	Modèle Contractuel	relève des règles NEBEF		Cette disposition relève autant des règles NEBEF que des règles MA-RE. Sa définition est présente dans les deux dispositifs et RTE s'assure de la cohérence d'ensemble.
GRD	Modèle Corrigé	relève des règles NEBEF		Cette disposition relève autant des règles NEBEF que des règles MA-RE. Sa définition est présente dans les deux dispositifs et RTE s'assure de la cohérence d'ensemble.
GRD	Modèle Régulé	relève des règles NEBEF		Cette disposition relève autant des règles NEBEF que des règles MA-RE. Sa définition est présente dans les deux dispositifs et RTE s'assure de la cohérence d'ensemble.
GRD	Opérateur d'Effacement	relève des règles NEBEF		Les règles NEBEF n'embrassent qu'une partie de ce qu'est un opérateur d'effacement. Le décret du 3 juillet 2014 stipule qu'un "opérateur d'effacement est une personne morale qui valorise sur les marchés de l'électricité ou sur le mécanisme d'ajustement [...]".
GRD	Puissance Souscrite d'un Site de Soutirage	relève des règles NEBEF : "Elle correspond à la plus grande des puissances souscrites, telles que définies dans le contrat d'accès au réseau d'un Site de Soutirage." Cette définition renvoie bien aux puissances souscrites au titre du TURPE quel que soit le contrat du client. La définition proposée ici est confusante car pourrait être entendue comme la puissance souscrite au titre de la fourniture.		Dans le cadre des règles MA-RE, le contrat d'accès au réseau désigne uniquement le CARD ou le CART. RTE souhaite également définir la puissance souscrite des sites en contrat unique ou intégré. RTE souhaite donc maintenir la mention des contrats unique et intégré et ajoute une précision sur les puissances souscrites à considérer.
GRD	Réglage Primaire de fréquence	relève des règles SSY		Il est largement fait référence à cette notion dans la section 1 des règles MA-RE. Pour des raisons

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
				pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
GRD	Réglage Secondaire fréquence/puissance	relève des règles SSY		Il est largement fait référence à cette notion dans la section 1 des règles MA-RE. Pour des raisons pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
GRD	Site de Soutirage Profilé	relève de la section 2		Il est largement fait référence à cette notion dans la section 1 des règles MA-RE. Pour des raisons pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
GRD	Site de Soutirage Télérelevé	relève de la section 2		Il est largement fait référence à cette notion dans la section 1 des règles MA-RE. Pour des raisons pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
EDF	Motif (de l'Ajustement)	Définitions - motif de l'ajustement : un nombre croissant de situations conduisent à des activations MA à fins de tests (mécanisme de capacité, contrats réserves rapides/complémentaires, appels d'offre effacement). Pour faciliter le traitement a posteriori de ces situations, EDF demande qu'un motif "test" soit créé	Ajout motif "test"	Cette question mérite d'être traitée dans le cadre de la concertation relative aux règles MA-RE. RTE invite EDF à proposer ce sujet lors de prochains GT « Evolutions des règles MA-RE ».

Section 1 – Article 2 : Dispositions générales

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	2.8	Harmonisation avec les règles NEBEF	Chaque GRD peut confier, ~~par mandat~~, à un mandataire ~~un unique tiers~~ ayant la qualité de GRD (~~ci-après « Mandataire »~~), la mise en œuvre de tout ou partie des échanges de données prévus dans la Section 1 des présentes Règles. Le GRD mandant reste responsable vis-à-vis de RTE des conséquences dommageables résultant de l'exécution ou l'inexécution de l'ensemble des obligations prévues dans la Section 1 des présentes Règles, nonobstant ledit mandat. La signature de ce mandat tel que prévu au présent Article est Notifié à RTE suivant le modèle figurant en Annexe 16.	La rédaction a été partiellement adaptée
EDF	2.8	Le GRD mandant reste responsable vis-à-vis de RTE, mais également des autres acteurs concernés (notamment acteur d'ajustement, site). Contrairement à ce qu'indique le rapport d'accompagnement (§ 6.2.2), le régime de mandat ne conduit pas à un transfert de responsabilité.	"Le GRD mandant reste responsable ~~vis-à-vis de RTE~~ des conséquences dommageables (…) "	La rédaction a été adaptée

Section 1 – Article 3 : Programmation

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	3.2	Envoi du Programme d'Appel : afin de ne pas avoir d'impact SI sur les EDP fournissant des SSY symétriques, EDF demande qu'il soit précisé que la transmission du Programme d'Appel reste par défaut en triplet (Puissance active/RP/RS), le cas échéant associé à un fichier complémentaire (RPhausse/RPbaisse/RShausse/RSbaisse) pour les EDP participant de façon dissymétrique		Les demandes d'EDF relèvent du cadre des règles SI SSY. Elles y sont d'ailleurs prises en compte. Une inscription dans les règles MA ne semble pas appropriée.
EDF	3.2.1.3	RTE propose de supprimer des Règles "Programmation" l'ensemble des livrables et horaires relatifs aux Services Système. Dans la mesure où l'envoi des Programmes d'Appel et de la participation aux Services Systèmes est indissociable, EDF demande à conserver une vision d'ensemble du processus dans les Règles «Programmation »	Réintégration des livrables SSY	La duplication d'articles dans les règles MA et SSY n'apparaît pas opportune. En effet, il y a un risque que les clauses contractuelles puissent devenir contradictoires à terme. Les règles SSY en vigueur reprennent exactement les horaires actuels.
EDF	3.2.1.5	Horaires décalés en cas de retard Spot : EDF demande de maintenir la description de l'ensemble des livrables du processus de programmation (puissance active et services système)	Réintégration des livrables SSY	cf. réponse précédente
EDF	3.2.3.1	Envoi des redéclarations de Programme d'Appel : afin de ne pas avoir d'impact SI sur les EDP fournissant des SSY symétriques, EDF demande qu'il soit précisé que la transmission du Programme d'Appel reste par défaut en triplet, le cas échéant associé à un fichier complémentaire pour les EDP participant de façon dissymétrique		cf. réponse précédente
EDF	3.2.8	Afin de minimiser les modifications SI, EDF demande que les PA/PM tracés conservent le format actuel en triplet, le cas échéant associé à un fichier complémentaire pour les EDP participant de façon dissymétrique. EDF observe par ailleurs que RTE a évoqué en GT "Feuille de route équilibrage" la possibilité d'une refonte de la gestion des PA/PM à l'horizon des Règles MA v9 : il convient de définir la cible avant d'engager des modifications successives des formats de données échangées. En cas de modification du format de transmission des PA/PM tracés, EDF demande la publication au plus tôt des spécifications SI associées.		Les PM tracés à la suite d'un ajustement resteront symétriques, puisque les ajustements passés par RTE seront symétriques. En revanche, la déclaration du PA par l'acteur pourra être soit symétrique, soit dissymétrique. Le format de programmation pour les capacités symétriques est inchangé. Celui pour les capacités dissymétriques repose sur un fichier complémentaire dont le format est proche du format de fichier actuel. Ce format est défini dans les règles SI SSY. Cette évolution du dispositif de programmation est marginale, contrairement à la refonte envisagée par RTE à l'horizon des règles MA-RE v9 et présentée en GT « Evolutions des règles MA-RE ». RTE transmettra dans les plus brefs délais les spécifications associées à cette refonte une fois que les grands principes auront été actés dans les règles MA.

Section 1 – Article 4 : Mécanisme d'Ajustement

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	4.2	"Pour les Groupes de Production et les Sites raccordés au RPD," Conformément à la remarque sur la définition du Groupe de Production la définition Groupe de Production ne s'applique pas pour les sites raccordés au RPD	"Pour les Groupes de Production et les Sites raccordés au RPT, ces conditions sont vérifiées et contrôlées par RTE. Pour ~~les Groupes de Production et~~ les Sites raccordés au RPD, ces conditions sont vérifiées et contrôlées par le GRD concerné."	La définition actuelle d'un groupe de production ne fait référence à aucun texte règlementaire mais plutôt à une appréciation technique qui devrait être transposable aux installations de production mentionnées par les GRD. Par conséquent, RTE n'est pas favorable à une limitation au RPT.
GRD	4.2.1.1.4	Conformément aux propositions faites par les GRD au cours des GT relatifs à la concertation sur les règles MA V7, les GRD proposent une segmentation des EDA sur le caractère télérelevable/non télérelevable du site de façon à se mettre en conformité avec l'article 6 du décret. Ainsi les GRD proposent de mettre en place des EDA Haut de Portefeuille comportant des sites télérelevables et dont la puissance est supérieure à 36 kVA, et des EDA diffus comportant des sites non équipés de compteurs permettant la télérelève d'une courbe de charge au moment de la constitution des EDA ou des sites dont la puissance est inférieure à 36 kVA. Cette proposition est cohérente avec l'appel d'offre effacement pour l'année 2016 qui distingue deux catégories d'effacement (inf. et sub 36) et permet de réserver l'utilisation de clés statiques sur les petits sites diffus et de regrouper les sites plus importants bientôt tous équipés de compteurs communicants. En fonction du retour d'expérience et des travaux relatifs aux méthodes de contrôle de réalisé ce critère d'agrégation pourra évoluer.		A l'occasion de la concertation qui s'est déroulée tout au long de l'année 2015, cette proposition, formulée en amont de la consultation publique relative aux règles MA-RE v7, n'a malheureusement jamais été rappelée. RTE invite les GRD à s'exprimer au sein du GT « Evolutions des règles MA-RE » lors des prochains travaux qui porteront sur la modélisation des capacités.
GRD	4.2.1.2	Les GRD accueillent favorablement le fait que RTE notifie aux GRD concernés la création des EDA lorsqu'elles sont susceptibles d'accueillir des sites raccordés au RPD. Afin d'améliorer les processus opérationnels et la fluidité des échanges, il serait opportun de notifier également l'identifiant de l'EDA concernée. Cette remarque est applicable pour les paragraphes 4.2.1.3 et 4.2.1.4	Dans le même délai, RTE informe l'ensemble des GRD de l'ajout d'une EDA et de sa référence au Périmètre d'Ajustement de l'Acteur d'Ajustement, lorsque la typologie de l'EDA permet l'ajout de Sites raccordés au RPD	RTE notifiera bien l'identifiant de l'EDA
ENGIE	4.2.1.2	ENGIE accueille favorablement la diminution du nombre de jours de préavis pour l'attribution d'un nom d'EDA, mais recommande un nombre de 3 jours calendaires ou 2 jours ouvrés.		RTE ne peut pas s'engager sur une réduction supplémentaire de ce délai.
EDF	4.2.1.4	Il conviendrait de préciser les délais applicables pour un retrait à l'initiative de RTE (délai de mise en demeure par RTE, délai de réponse de l'acteur, …). A minima, dans le cas de fermeture d'une EDA ne contenant plus de Sites, il faut s'assurer qu'il ne s'agit pas d'une situation provisoire (par exemple, une demande de rattachement est en cours ou prévue).		La rédaction a été adaptée
ENGIE	4.2.1.4	ENGIE s'étonne de la suppression des délais de préavis dans le cas d'un retrait d'EDA et recommande de conserver le préavis de 7 jours ouvrés		Ce délai de 7 jours encadrait simplement les échanges relatifs à l'annexe 8. La signature de l'annexe 8 n'étant plus requise, ce délai n'a plus de raison d'être.
EDF	4.2.2.1.2	Accord du site pour participer au MA : EDF réitère la demande formulée lors de la consultation sur les Règles v7 de mise à disposition par RTE d'une trame-	Ajout d'une trame-type d'accord du site	Ce document ne sera demandé qu'à titre exceptionnel, il ne fait donc pas partie des règles au

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		type conforme aux exigences des Règles. En effet, les éléments devant y figurer étant décrits dans les Règles et afin d'éviter toute non-conformité, il apparait nécessaire qu'une trame-type figure en annexe des Règles.		sens strict. Pour autant, il est envisageable d'établir une trame de manière collaborative et de la rendre disponible sur le site internet de RTE ou toute autre plateforme d'échange. Cette démarche pourrait s'inscrire dans une réinterrogation plus large des supports de communication.
GRD	4.2.2.1.2.2	Lorsque la date "H" entrera en vigueur, seuls les sites profilés dont la courbe de charge n'est pas établie à l'aide de données transmises par le GRD devront autoriser RTE à réaliser des audits des systèmes de mesure	Pour les Sites appartenant à une EDA Soutirage Profilée et, à partir de l'entrée en vigueur de la date "H" les sites profilés dont la courbe de charge n'est pas établie à l'aide de données transmises par le GRD conformément au chapitre 4.5.2.1.2.2, l'Acteur d'Ajustement doit obtenir l'accord écrit de l'Utilisateur du Site, autorisant RTE à réaliser des audits des systèmes de mesure et de transmission mis en place par l'Acteur d'Ajustement, ainsi qu'à contrôler la chaîne de commande des effacements	La possibilité d'utiliser ou non les données du GRD évoluera au cours du temps. Il est préférable de disposer de l'accord quand bien même il ne serait pas utile
EDF	4.2.2.1.2.2	A des fins de simplification opérationnelle, il est souhaitable que la déclaration du fournisseur (annexe 7) ne concerne que les sites pour lesquels elle est nécessaire, c'est-à-dire uniquement les sites en modèle "régulé" (non applicable pour les sites en modèle "corrigé" ou "contractuel")	"pour les sites de soutirage en modèle régulé titulaires d'un CARD, de déclarer via l'annexe 7 […]" puis "cette disposition ne s'applique qu'aux Sites de soutirage en modèle régulé titulaires d'un CARD et ayant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA;"	La déclaration du fournisseur est nécessaire pour les sites en CARD qui sont au Modèle Régulé ou Contractuel. La rédaction a été adaptée
GRD	4.2.2.2.2	Imposer le fait qu'un acteur d'ajustement et l'opérateur soient la même personne morale est incompatible avec la mise en place du multi OE dans les règles NEBEF. Si un site a contractualisé dans NEBEF avec plusieurs opérateurs d'effacement, il est impossible d'avoir l'unicité des personnes morales entre NEBEF et le MA. Si c'est un choix délibéré alors il faut que cette règle soit décrite de façon plus explicite		En l'état, les règles MA-RE interdisent effectivement une telle configuration. Cf. rapport d'accompagnement § 2.2
EDF	4.2.2.2.2.	En cohérence avec les règles NEBEF 2.1. mises en consultation, il faudrait sans doute expliciter la date à partir de laquelle le rattachement d'un site à une EDE et à une EDA est possible sous condition EDE-EDA et AA=OE	"A partir d'une date A notifiée par RTE aux acteurs, sur la base de la liste de Sites de Soutirage […]"	La participation d'un site à une EDE et une EDA est déjà possible aujourd'hui à condition que l'acteur d'ajustement et l'opérateur d'effacement soient la même personne morale. La nouveauté concerne l'exécution simultanée d'une offre d'ajustement et d'un programme d'effacement sur le même pas demi-horaire. Les échéances de mise en œuvre sont précisées à l'article 4.5.2.2.2.4 de la section 1 des règles MA-RE
EDF	4.2.2.3.1	"informations nécessaires au GRD pour la prise en compte du foisonnement des ajustements dans le calcul du Facteur d'Impact par Poste Source" : EDF considère que ces informations devraient être concertées dans le cadre de la CAM et précisées dans les Règles MA		RTE instruira ce sujet à l'issue des travaux menés dans le cadre du CASE du CURDE
GRD	4.2.2.3.3	Les GRD ne saisissent pas pourquoi en plus de la demande d'évolution de périmètre que les acteurs adressent aux GRD, les acteurs doivent transmettre	~~Dix (10) Jours Ouvrés au moins avant la fin de chaque Mois M, l'Acteur d'Ajustement Notifie à RTE :~~	La rédaction a été adaptée

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		la liste des sites, avec leur adresse et l'identifiant à RTE. Ceci est redondant avec le processus de gestion des périmètres qui est organisé de façon décentralisé et séquencé sur le MA, NEBEF et bientôt sur les Services Système. De plus ces informations sont déjà transmises par les GRD 5 JO avant la fin du mois conformément à l'article 4.2.2.4.2.2 En outre cette disposition n'a jamais été concertée : elle n'était pas présente dans le projet de règles MA V7 soumis à consultation l'an passé, a été intégrée dans le projet de règle soumis à la CRE sans explication motivée dans le rapport d'accompagnement. Enfin, si la raison d'être de ce paragraphe est la collecte de l'adresse du site en lien avec la qualification, les GRD rappellent qu'il est inutile de collecter l'adresse de plusieurs milliers alors que seulement 20 sites de soutirage profilés font l'objet d'un examen sur place, conformément au dispositif de qualification des règles NEBEF. Un débat similaire avec eu lieu à propos de la convention d'échange de données GRD<>RTE dans le cadre du mécanisme de capacité pour laquelle la CRE n'avait pas validé la transmission systématique de l'adresse du site.	~~– le nom, l'adresse et la référence – telle que définie à l'Article 4.2.2.1.1 – de chaque Site de Soutirage appartenant à une EDA Soutirage Profilée de son Périmètre d'Ajustement ; et~~ ~~– pour chaque Site de Soutirage susmentionné, le Code EIC de son Gestionnaire de Réseau.~~	
EDF	4.2.2.3.3.	Préciser le cas d'autorisation des dispositifs de mesure installés par l'Acteur d'Ajustement	- "lorsque les données issues des dispositifs de comptage des Gestionnaires de Réseau de Distribution ne présentent par les caractéristiques nécessaires à la certification des effacements, la date d'installation du dispositif de mesure installé par l'Acteur d'Ajustement sur le Site de Soutirage" - "l'objet de la mesure, qui est soit l'Installation de Comptage du GRD, soit, si les données issues des dispositifs de comptage des Gestionnaires de Réseau de Distribution ne présentent par les caractéristiques nécessaires à la certification des effacements, les voies effaçables par l'Acteur d'Ajustement."	La rédaction a été adaptée
Energy Pool	4.2.2.4.2.1	Energy Pool soutient l'homogénéisation des gestions des périmètres d'ajustement pour les sites de soutirage et d'injection.		-
GRD	4.2.2.4.2.2	Les GRD proposent que la prise de référence du RE et du fournisseur du site soit harmonisée avec les règles NEBEF, et ce, d'autant plus que l'activation simultanée d'un effacement entre le MA et NEBEF sera possible à une date "A".	Cette Notification précise, pour chaque Site : - la référence du Site, telle que précisée à l'Article 4.2.2.1.1 ; et – l'identifiant de l'EDA à laquelle le Site est rattaché ; et - l'identité du RE et du Fournisseur du Site ~~au 1er jour du Mois M~~ ; et	La rédaction a été adaptée
GRD	4.2.2.5.1	Ce calcul est inapplicable le 1er du mois M pour le mois M+1 compte tenu des échanges de données entres gestionnaires de réseaux. En outre, les GRD proposent d'harmoniser la prise de référence avec les règles NEBEF conformément à la remarque faite à l'article 4.2.2.4.2.2. Cette remarque est applicable aux articles 4.2.2.5.2 et 4.2.2.5.3	"Pour une EDA Soutirage Profilée J, la puissance souscrite agrégée à la maille du RE K, au Type CdC L et au GRD I est calculée comme suit ~~au premier Jour~~ à la fin de chaque Mois M pour le Mois M+1 :	La rédaction a été adaptée dans les trois articles mentionnés

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Energy Pool	4.2.2.5.4	Energy Pool est favorable à l'allègement des procédures contractuelles concernant la gestion des périmètres d'ajustement et soutient donc la mise en place d'échanges et de partage de fichiers numériques en lieu et place de l'annexe 8 de la version 7 des règles MA/RE.		
EDF	4.3.1.1.1	Les offres MA sont aujourd'hui formulées sur 6 "plages de prix" (0-6h, 6h-11h, 11-14h, 14-17h, 17-20h, 20-24h). Ce dispositif limite la possibilité de prendre en compte dans les offres MA certaines contraintes liées au Programme d'Appel à pas demi-heure. En particulier, la prise en compte de la contribution aux services systèmes de l'EDP dans le cadre du mécanisme de reconstitution SSY envisagé par RTE n'est pas adaptée à ce pricing par slots. Cela montre clairement que le mécanisme proposé de reconstitution (i) peut avoir des incidences importantes en terme de développement SI (ii) mérite donc d'être abordé dans le cadre d'une trajectoire globale vers une cible bien définie.		Il n'est pas prévu de faire évoluer les plages de prix dans le cadre des règles MA-RE v8. Cette problématique sera vraisemblablement adressée en lien avec la mise en œuvre du code de réseau relatif à l'équilibrage électrique
EDF	4.3.1.3.5.1	Limitation à 5 du nombre d'EDA >=1 MW : EDF demande des précisions sur la révision à la hausse de ce nombre limite (notamment en fonction des résultats de l'appel d'offre effacement)		RTE va notifier les acteurs du passage à 10 EDA
EDF	4.3.1.3.5.1	Ajout de la phrase "La Puissance Maximale Offerte à la Hausse (respectivement à la Baisse) ne peut pas être supérieure à la somme des Capacités d'Ajustement maximales à la hausse (respectivement à la baisse) des Groupes de Production ou Sites constituant l'EDA concernée." La "capacité d'effacement" est une donnée indicative transmise lors du rattachement : la puissance effectivement disponible dépend des conditions techniques du moment et est transmise quotidiennement dans les Conditions d'Utilisation des Offres.	Suppression de l'ajout	Ce contrôle est destiné à assurer une cohérence entre les différentes données transmises à RTE. L'acteur d'ajustement est libre de mettre à jour la capacité d'ajustement dans le cadre de l'article 4.2.2.3
EDF	4.3.2.2.1.	Le paragraphe "Soumission d'une offre nouvelle" est à revoir en tenant compte de l'évolution permise par le 4.5.2.2.2.4. (MA-NEBEF)		La rédaction a été adaptée
EDF	4.4.1.1	Interclassement des offres : ajout de "Lorsque la redéclaration des Conditions d'Utilisation d'une Offre améliore les performances relatives au DMO et/ou au DOmin, RTE s'engage à prendre en compte ces nouvelles caractéristiques pour l'interclassement économique à l'issue d'un délai au maximum égal à la somme du Délai de Neutralisation, du Délai de Mobilisation et de la Durée Minimale d'Utilisation de l'Offre concernée." Le délai de prise en compte par RTE pour les activations à venir ne devrait pas excéder le délai de neutralisation (tout en assurant le respect des Conditions d'utilisation des Offres).		cf. rapport d'accompagnement § 6.1.2
Energy Pool	4.4.1.1 4.4.1.2.1	Energy Pool soutient les principes de transparence sur la sélection des offres proposés par RTE. Energy Pool appuie également la proposition de déclinaison explicite dans les règles REMA de l'article 168 de la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, donnant la priorité à coût égal entre deux Offres à la Hausse équivalentes sur le Mécanisme		-

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		d'Ajustement, à une EDA Soutirage par rapport à celle associée à une EDA Injection.		
GRD	4.5.2.1.2.1	Conformément à la position des GRD explicitée dans la note accompagnant ces commentaires, les GRD ne partagent pas la cible écrite par RTE dans les règles à une date "B". Les GRD proposent néanmoins de transmettre des courbes de charge plus tôt à l'horizon de l'entrée en vigueur du modèle corrigé	"A partir d'une date C, proposée par les GRD et Notifiée six (6) Mois à l'avance aux Participants par RTE, les Courbes de Charge des Sites Télérelevés raccordés au RPD pour une semaine S, sont également envoyées par le GRD, Site par Site, à RTE au plus tard à 12h le jeudi de la semaine S+2. Cet envoi s'ajoute aux autres échanges de données mentionnés au présent Article.	cf. rapport d'accompagnement § 3
GRD	4.5.2.1.2.1	Tel qu'il avait été convenu entre RTE et les GRD en décembre 2014, nous proposons la rectification suivante, en phase avec les contraintes opérationnelles respectives des gestionnaires de réseau	« doit avoir lieu au plus tard le premier jeudi à partir du vingt-huitième Jour du Mois M »	Cette proposition nécessite une instruction côté RTE. Les GRD sont invités à rappeler ce sujet lors des prochains GT « Evolutions des règles MA-RE ».
RES	4.5.2.1.2.1	Il est dommage que l'expérimentation de la sous-mesure sur le MA ait été reportée pour une période de temps indéfinie. Cette expérimentation aurait permis d'évaluer rapidement l'intérêt de la sous-mesure à partir de cas concrets fournis par les acteurs.		cf. rapport d'accompagnement § 2.1
GRD	4.5.2.1.2.2	Les GRD demandent une mise en conformité au plus tôt avec le décret effacement et proposent d'harmoniser les rédactions entre le MA et NEBEF	Lorsque le Gestionnaire de Réseau Public de Distribution dispose d'installation de mesure permettant d'établir une Courbe de Charge au Pas Dix Minutes, ces données sont utilisées par RTE pour la certification des effacements de consommation. Pour ces Sites de Soutirage, l'Acteur d'Ajustement ne transmet pas de données de consommation à RTE. Pour les Sites de Soutirage Profilés pour lesquels les Gestionnaires de Réseau Public de Distribution ne transmettent pas de Courbes de Charges au Pas Dix Minutes à RTE, des données de consommation sont transmises par l'Acteur d'Ajustement	La date H a été supprimée. Cette disposition entrera en vigueur le 1er avril 2016
EDF	4.5.2.1.2.2.	L'utilisation des données des GRD doit être la référence dès que techniquement possible. Une unique date H n'a pas de sens car dès aujourd'hui pour les sites sur lesquels les dispositifs de comptage le permettent, les données issues des dispositifs des GRD doivent être utilisées.	"lorsque les données issues des dispositifs de comptage des Gestionnaires de Réseau de Distribution ne présentent par les caractéristiques nécessaires à la certification des effacements, la courbe de charge d'un site de soutirage profilé est établie à l'aide de données transmises par l'Acteur d'Ajustement. Lorsque les GRD peuvent fournir les données nécessaires, la Courbe de Charge d'un Site de Soutirage Profilé ~~sera~~ est établie [...]"	La rédaction a été adaptée
RES	4.5.2.2.2	RES regrette que la méthode de contrôle du réalisé par prévision de consommation ait été repoussée aux MA RE v9. Si les modalités de la méthode entrainent des discussions, celles-ci peuvent être menées et résolues rapidement, son utilisation faisant consensus parmi les acteurs. RES propose donc que cette méthode soit introduite dans la v8		Il est nécessaire de préciser les modalités d'application de cette méthode de contrôle du réalisé dans les règles. Ces modalités ne faisant pas consensus actuellement, il apparaît nécessaire d'attendre les règles MA-RE v9.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		mais ne rentre en application que courant 2016, le temps que ses modalités soient discutées.		
Energy Pool	4.5.2.2.2.4	Energy Pool soutient la possibilité d'actions simultanées sur le Mécanisme d'Ajustement et sur NEBEF. Néanmoins Energy Pool rappelle regretter la condition proposée par RTE d'imposer des périmètres de l'EDE et de l'EDA strictement identiques. Cette condition limite fortement l'agrégation et sera un frein certain à l'utilisation par les acteurs de cette nouvelle option offerte par le texte en consultation. Egalement, Energy Pool s'interroge sur la pertinence du traitement séquentiel proposé par RTE dans le cas où l'ordre MA serait reçu antérieurement à la notification NEBEF (cas envisageable lors de NEBEF infrajournalières).		RTE propose dans le projet de texte soumis à l'approbation de la CRE d'assouplir la condition relative à la stricte identité entre les périmètres de l'EDE et de l'EDA
ENGIE	4.6.1.1.5.1	Pourriez-vous préciser ce que vous entendez par "Participation des GDP au Réglage Secondaire fréquence/puissance"?		Conformément à la section définition, il s'agit de la fourniture à la hausse et à la baisse d'une capacité de réserve secondaire. Cette nouvelle rédaction embrasse aussi bien une participation symétrique qu'une participation dissymétrique.
Energy Pool	4.6.2.1.1	Energy Pool défend l'introduction du modèle corrigé pour les sites RPD disposant d'un CARD. Par souci d'homogénéité et de simplification opérationnelle, nous soutenons également l'exclusivité de cette méthode pour les sites concernés et son élargissement à l'ensemble des sites RPD.	RTE propose: "A partir d'une date C qui sera Notifiée aux Participants par RTE, le Modèle Corrigé s'appliquera également aux Sites de Soutirage titulaires d'un CARD, ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA et appartenant à une EDA Soutirage Télérelevée." Energy Pool suggère la reformulation suivante: "A partir d'une date C qui sera Notifiée aux Participants par RTE, le Modèle Corrigé s'appliquera également aux Sites de Soutirage Télérelevés raccordés au RPD ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA et appartenant à une EDA Soutirage Télérelevée."	Pour des raisons de confidentialité de l'activité de l'acteur d'ajustement vis-à-vis du fournisseur des sites de soutirage effacés, le modèle corrigé ne peut pas s'appliquer à des sites de soutirage titulaires d'un contrat unique ou intégré
GRD	4.6.2.1.2	Conformément à l'organisation de la gestion des périmètres, le modèle de versement pourrait être collecté à l'occasion de la mise à jour des périmètres demandée par l'AA au gestionnaire de réseau concerné. Cela semble particulièrement adapté pour les sites télérelevés, dans la mesure où la sélection du modèle se fait site à site		Pour une EDA Soutirage Profilée, l'éventuel accord entre l'AA et le fournisseur porte sur l'ensemble des sites de l'EDA. Ainsi, la portée de cet accord ne se limite pas au périmètre d'un GRD. RTE propose donc de maintenir le schéma décrit dans les règles soumises à la consultation.
GRD	4.6.2.2.2	Les GRD ne partagent pas la cible à une date "B" et proposent la mise en place du modèle corrigé à une unique date "C". En outre, le nouveau processus tel qu'il est proposé fait peser des contraintes nouvelles sur le processus de reconstitution des flux	~~A partir d'une date B, proposée par les GRD et Notifiée six (6) mois à l'avance aux Participants par RTE, RTE transmet, au plus tard à 23h59 le lundi de la semaine S+2, au GRD concerné et pour chaque Site de Soutirage Télérelevé au Modèle Corrigé raccordé au RPD, la Chronique au Pas Demi-Horaire du volume d'énergie attribué audit Site au cours du Mois M. Ce volume~~	cf. rapport d'accompagnement § 3

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
			~~d'énergie attribué est calculé conformément à l'Article 4.6.2.2.1.1~~	
EDF	4.6.2.3	Modalités de transmission par RTE au GRD des volumes d'ajustement (pour la correction de la courbe de charge des sites en modèle corrigé) : EDF demande une prise en compte des volumes d'ajustement réalisés au plus tôt dans le processus de reconstitution des flux, afin de minimiser les régularisations ultérieures (dans le calcul de l'écart RE ainsi que dans la facturation des clients). EDF accueille donc favorablement la proposition des GRD d'effectuer une première estimation du volume réalisé, ainsi que le principe d'une révision des processus d'échange de données entre RTE et GRD pour raccourcir les délais (objectif d'une transmission des données en S+2 au lieu de fin de M+1). Il sera utile de poursuivre la réflexion, pour viser une publication plus rapide des courbes corrigées et de l'écart RE.		-
Energy Pool	4.6.2.3	Energy Pool est favorable aux modalités pour la cible détaillées à l'article 3.1.3.1 du rapport d'accompagnement. Concernant les modalités transitoires Energy Pool regrette la ventilation du volume activé à la maille de l'EDA sur la base de clés de répartition statiques établies à partir de la capacité d'ajustement des sites constitutifs de l'EDA. Une répartition effectuée sur base d'une estimation simplifiée des volumes activés par chaque site constituant l'EDA aurait évité un grand nombre de régularisations et limiter ainsi les impacts sur les sites non activés de l'EDA.		La ventilation du volume activé à la maille de l'EDA est uniquement utilisée pour le calcul du soutirage physique. L'impact semble donc limité
EDF	4.6.2.4.1.3.	Barèmes Forfaitaires pour le versement (validation par la CRE)	"de publication et d'approbation de ces informations […]"	Dans le cadre de NEBEF, il a été décidé qu'aucune approbation n'est nécessaire
Energy Pool	4.6.2.4.1.5.1	Comme en 2014, Energy Pool estime que les mesures de sécurisation financière proposées par RTE au titre des montants dus par l'Acteur d'Ajustement aux Fournisseurs consécutivement à un effacement, sont de nature à constituer une barrière à l'entrée pour les acteurs indépendants. Les modalités de sécurisation financière ont un impact négatif sur les flux financiers de l'Acteur d'Ajustement. Or, la logique économique incite l'Acteur d'Ajustement à déposer une offre sur le MA qui permet, a minima, de couvrir les frais de compensation aux Fournisseurs. Energy Pool s'oppose donc à la formule d'encours proposée par RTE. L'Acteur d'Ajustement, en qualité de fournisseur de RTE, bénéficie d'un règlement au titre de l'offre d'ajustement délivrée. Dans la mesure où le versement de la compensation est effectué en amont du paiement par RTE (principe prévu dans les règles proposées), RTE porte dans la majorité des cas (excepté lorsque le prix de dépôt d'offre serait inférieur au prix de la compensation) une dette envers l'Acteur d'Ajustement et n'est donc pas exposé à un risque financier. De plus, RTE peut bloquer les paiements aux AA n'ayant pas effectué le		RTE confirme la position adoptée en 2014. Le mécanisme de sécurisation financière vise à sécuriser les flux financiers entre l'acteur d'ajustement et les fournisseurs des sites de soutirage effacés. D'un point de vue juridique, il semble compliquer de faire le solde des flux dus par RTE à l'AA et de ceux dus par l'AA au fournisseur qui, du fait du décret, transitent par RTE. Une fois encore, RTE propose donc de conserver la disposition qui se trouve actuellement dans les règles.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		versement de la compensation. Ainsi, les dispositions de sécurisation financière telles que proposées par RTE semblent disproportionnées par rapport au risque réellement encouru par RTE, qu'elles devraient refléter. A la suite d'une activation, il semble donc cohérent que RTE soustraie de la rémunération versée à l'Acteur d'Ajustement pour le service rendu, les montants dus par l'Acteur d'Ajustement au Fournisseur. Ainsi Energy Pool propose que l'obligation de respecter la relation factures_non_réglées + estimation_compensation_à_verser < GB + Paiements Anticipés soit remplacée par l'obligation de respecter la relation factures_non_réglées + estimation_compensation_à_verser – estimation_rémunération_de RTE à l'Acteur d'Ajustement < GB + Paiements Anticipés En 2014, RTE avait indiqué une gestion juridique "compliquée" d'une telle formule d'encours. Est-ce envisageable désormais?		
EDF	4.8	EDF accueille très favorablement la mise à disposition de ces données sur l'état du système électrique. Une publication au plus tôt des spécifications SI sera nécessaire		RTE transmettra aux acteurs les spécifications SI associées dans les plus brefs délais
EDF	4.8	EDF demande que RTE publie également en J les informations nécessaires à l'estimation des volumes de réserve primaire et secondaire : fréquence (avancer en J la publication existant déjà en J+1) et niveau de téléréglage		RTE prévoit de publier l'énergie de réglage primaire et l'énergie de réglage secondaire activées à la maille France cinq minutes après la fin de chaque pas de règlement des écarts d'ici fin 2016
EDF	4.8	Publication de l'énergie de réglage primaire et secondaire : EDF demande la mise en place d'une publication complémentaire détaillant les volumes par type d'Entité de réserve (injection, soutirage), comme cela est déjà en place sur les volumes MA		Les règles Services Système (indicateur 8) prévoient une publication trimestrielle du ratio injection/soutirage pour les réserves primaire et secondaire
EDF	4.8	Bilan mensuel du MA publié par RTE : EDF demande que le tableau des flux financiers détaille les nouveaux flux mentionnés au chapitre 5, et soit publié sous un format exploitable (Excel et non PDF). Par ailleurs, il semble utile de maintenir la publication mensuelle de la part des ajustements par technologie.		RTE fera ses meilleurs efforts pour publier le bilan mensuel du MA au format Excel. En revanche, l'utilité d'une publication mensuelle par technologie n'est pas démontrée.
EDF	4.8	EDF demande la mise en place d'une publication des cumuls d'écart positif et négatif, tous RE confondus (en S+3 puis réactualisations Recoflux en M+1/M+3/M+6/M+12). L'objectif est que les RE soient autonomes dans l'évaluation en cours d'année du coefficient k provisoire (en tenant compte des données des bilans du MA) - cf. 5.9.3.1.1		RTE propose de transmettre aux RE une estimation du coefficient k en février de l'année A+1. Ce nouveau dispositif pourra faire l'objet d'un retour d'expérience de la part des acteurs de marché, notamment pour évaluer l'utilité de mettre à disposition des données complémentaires. L'évolution demandée par EDF apparaît en effet coûteuse à mettre en œuvre contrairement à celle permettant le calcul d'un

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
				coefficient k prévisionnel en février de l'année A+1 et sa publication.
ENGIE	4.8	Le déséquilibre global du système électrique français est publié initialement en J puis en M+1. Quelle tendance est utilisée pour définir les écarts?		La tendance est mise à jour à chaque modification d'une donnée permettant de la calculer. De la même manière, le prix de règlement des écarts sera mis à jour à chaque modification d'une donnée permettant de le calculer.
ENGIE	4.8.	En plus des volumes d'énergie activés pour les services système et reconstitution pour marge, ENGIE recommande d'ajouter les prix moyens pondérés et les prix marginaux.		RTE propose de publier les prix moyens pondérés et les prix marginaux pour la reconstitution des services système. La publication de ces indicateurs pour la reconstitution des minima requis en marge à échéance sera instruite dans la prochaine version des règles MA-RE.
ENGIE	4.8.	En plus des prix moyens pondérés pour cause P=C dont les DMOs sont supérieurs et inférieurs à 13 min, ENGIE recommande de publier les prix marginaux, et les mêmes éléments pour les activations dont les DMO sont inférieurs et supérieurs à 30 min		RTE envisage d'effectuer cette évolution dans le cadre de la mise en œuvre du projet TERRE qui reposera sur des produits standards avec un délai de mobilisation de 30 minutes
Energy Pool	4.8.1.1	Energy Pool soutient les efforts de RTE quant à l'amélioration de la transparence sur le mécanisme d'ajustement. Cependant Energy Pool s'interroge sur le manque de transparence associée aux prix des activations pour cause marge et congestions et demande leurs publications au même titre que les activations pour cause P=C. Par ailleurs Energy Pool est en faveur de la publication des DMO et DOmin de l'ensemble des offres activées. De telles publications permettraient aux acteurs de proposer des offres au plus proche des besoins du système. Energy Pool souhaiterait également que les premières estimations des courbes prix/volume des offres à la hausse et des marges requise et prévisionnelle aux pointes soient publiées plus tôt, à 18h en J-1 par exemple. Enfin nous sommes favorables à une publication des données concernant les offres activées sur le MA plus proche du temps réel (idéalement dès le pas demi-horaire suivant l'activation). Un tel délai permettrait aux acteurs de mieux appréhender les besoins du système et donc d'adapter en quasi temps réel ses offres à ces mêmes besoins.		La publication des prix associés aux activations pour cause marge et congestions sera instruite dans la prochaine version des règles MA-RE. Il est prévu de séparer les indicateurs du mécanisme d'ajustement entre les offres à DMO inférieur 13min et les offres à DMO supérieur à 13min. Cette séparation s'inscrit dans une perspective de création des produits standards de mFRR et de RR. Les calculs nécessaires à l'établissement des marges requises et prévisionnelles aux pointes ne peuvent pas être réalisés plus tôt. Il est bien prévu que la majorité des indicateurs du MA soient publiés quelques minutes après la fin d'un pas de règlement des écarts.
EDF	4.8.1.4	Définition du Prix moyen pondéré - prix défini par la zone de préséance économique commune (1e ligne) : EDF demande de maintenir la formulation du projet de texte présentée en concertation : Prix de la liste de préséance économique pour la zone de prix France. Il sera nécessaire de préciser le fonctionnement des listes de préséance commune.	"Prix de la liste de préséance économique pour la zone de prix France"	Les règles ont été modifiées en ce sens.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	4.8.1.4	Définition du Prix moyen pondéré - ajustements hors P=C (2e ligne) : le "surcoût" des ajustements hors P=C devrait être établi par rapport à un produit comparable : c'est-à-dire l'ajustement le plus cher pour P=C, en conservant le "PMA" actuel (Prix le plus élevé des offres d'ajustement pour P=C) et non en utilisant le "PME" (tenant compte de la valorisation SSY)	Pour le calcul du PMPH : min(Prix d'Offre, ~~PME~~ PMA) Pour le calcul du PMPB : max(Prix offre, ~~PME~~ PMA)	La comparaison doit bien se faire par rapport à l'ensemble des produits qui ont servi à l'équilibrage du système et non aux seuls produits manuels
EDF	4.8.1.4	Définition du Prix moyen pondéré - énergie à activer par RTE à la suite de demandes d'activation émises par une liste de préséance économique commune (6e ligne) : le principe est que les activations d'offres standards en France pour le besoin de la CMOL ne doivent pas être comptées dans le calcul du PMP (sachant par ailleurs que l'énergie demandée par RTE à la CMOL est prise en compte, cf. 5e ligne du tableau). Par lisibilité, EDF préconise de supprimer la 6e ligne, et de préciser que les lignes 1 à 3 du tableau ne concernent pas les offres partagées sur une Liste de préséance commune.		Deux options sont possibles pour l'intégration d'une CMOL dans le calcul du PMP: Option 1, décrite par EDF : les demandes de RTE au CMOL sont prises en compte et valorisées au prix France de la CMOL. Les ordres en France liés aux demandes de la CMOL ne sont pas comptabilisés dans le calcul du PMP. Option 2, texte des règles en consultation : les demandes de RTE au CMOL sont comptabilisées, mais aussi les demandes de la CMOL à RTE (comptées négativement) ainsi que les ordres passés en France. Les deux options produisent le même résultat quand le volume de l'offre activée en France est exactement égal au volume demandé. Mais quand cela n'est pas le cas, à l'issue du contrôle du réalisé, les deux options diffèrent. Le PMP devant reposer sur les volumes réalisés et non les volumes demandés, il est nécessaire de recourir à l'option 2.
EDF	4.8.1.4	Définition du Prix moyen pondéré - Ecart aux frontières (10e ligne) : il semble à EDF qu'il devrait s'agir uniquement de l'écart au frontières faisant l'objet d'une financiarisation (§ 5.8.3) en excluant l'écart aux frontières faisant l'objet d'un rattrapage ultérieur en énergie.	Restreindre à l'écart aux frontières faisant l'objet d'une compensation financière, en excluant les écarts aux frontières rattrapés physiquement (cf. 5.8)	Le mode de compensation des écarts aux frontières n'a pas d'impact sur sa comptabilisation dans le calcul du PMP. En effet, les écarts aux frontières s'apparentent à de l'énergie d'équilibrage.
EDF	4.8.1.4	Ajustements sur des GDP non constitutifs d'EDA suite à une Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont : les précisions apportées sont redondantes et potentiellement contradictoires avec les 4.4.2.4.3.5 (utilisation des moyens non offerts) et 4.4.3.2 (indisponibilité non programmée du réseau amont). Il serait préférable de se contenter d'un renvoi à ces articles, et d'envisager de les compléter par un § spécifique dans l'article 4.6.1.1 (rémunération des ordres d'ajustement)		RTE estime que les articles évoqués ne sont ni redondants, ni contradictoires
EDF	4.8.1.4	"Si aucune énergie d'équilibrage à la Hausse n'a été Activée pour motif P=C sur un Pas Demi-horaire, le PMPH est n'est pas défini". Cette modification semble peu judicieuse, on ne peut en effet exclure - par exemple - une activation à la hausse pour motif Réseau ou marges, des activations d'équilibrage P=C uniquement à la baisse, tout en ayant une tendance à la hausse. Avec la proposition de RTE, le Prix de Règlement des Ecarts Négatifs ne serait dans ce cas pas défini. il est donc nécessaire de conserver la définition actuelle (première offre qui aurait été appelée, ou à défaut prix Spot)	Maintien de la disposition actuelle	Le PMP_H (respectivement PMP_B) doit être défini dès lors qu'une énergie d'équilibrage a été activée à la hausse (respectivement à la baisse). Par conséquent, il est préférable de supprimer « pour motif P=C » afin d'assurer la cohérence des règles.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	4.8.1.7	Suppression des articles « mode secours » et « taux de disponibilité » : EDF ne comprend pas pourquoi ces articles sont supprimés, et demande a minima de maintenir un engagement de disponibilité de ces publications qui sont nécessaires aux RE		Les règles ont été modifiées de manière à préciser que RTE s'engage sur un taux de disponibilité de 98% des indicateurs en temps réel.
EDF	4.8.2	Information des Responsables d'équilibre : il est correct de restreindre aux sites en modèle régulé/contractuel l'information sur les sites télérelevés RPD. En revanche, la publication de l'ajustement activé, agrégé tous Acteurs d'Ajustement et tous sites confondus (5e tiret de la publication J+3) ne doit pas être restreinte aux modèles régulé/contractuel	5e tiret de la publication J+3 : maintien de la formulation actuelle "les volumes d'énergie correspondant aux Offres d'Ajustement Activées, tous Acteurs d'Ajustement confondus, pour l'ensemble des éléments constitutifs de son Périmètre d'Equilibre aux Modèles Régulé et Contractuel."	La rédaction a été adaptée
Energy Pool	6.	Comme en 2014, Energy Pool considère qu'il n'y a à ce jour pas de fondement règlementaire justifiant de l'introduction de cet article. De plus il fait référence à des notions qui ne sont pas définies dans le document proposé, qui n'ont pas été présentées et par conséquent pas discutées au cours de cette consultation. Or les changements qui seraient associés à cet article sont majeurs, ils demanderaient donc une analyse fine et une consultation de l'ensemble des acteurs.	Dans l'état actuel du cadre règlementaire cet article n'a pas de sens, Energy Pool suggère donc sa suppression.	RTE propose simplement de conserver à l'identique les dispositions des règles existantes. Les dispositions de l'article 6 restent inapplicables

Section 1 – Article 5 : Recouvrement des charges d'ajustement

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	5.	A des fins de transparence, il serait souhaitable que RTE publie (dans les bilans mensuels du MA) le bilan des comptes d'écart spécifiques (contrats inter-GRT, pertes du RPT) et le bilan financier du dispositif BALIT		RTE effectue déjà un reporting de ces postes à la CRE. Ils sont amenés à évoluer avec la mise en place du code de réseau européen relatif à l'équilibrage électrique. RTE instruira la mise en place d'une publication adéquate à cette échéance.
RES	5.1	RES se réjouit de l'adoption d'une matrice de règlement des écarts de type "single price". Nous approuvons aussi le choix du PMP comme prix unique de l'écart. Cependant, nous regrettons vivement l'application du coefficient k sur tout volume d'énergie en écart. Cette pénalité systématique va nécessairement diminuer l'incitation des responsables d'équilibre à contribuer à l'équilibre du système en déséquilibrant leur périmètre – et cela d'autant plus que la pénalité n'est pas connue au temps réel (le coefficient k est révisé ex-post). Dans ce contexte, les bénéfices attendus du single price en termes de réduction des besoins d'ajustement seront donc très limités. A minima, le coefficient k ne doit être appliqué que sur les volumes d'énergie en écart qui aggravent la tendance, comme c'est le cas jusqu'à présent.		RTE prend note du soutien de RES à l'introduction du single price et à son calcul sur la base d'un prix moyen pondéré. Concernant le coefficient k : après le 1er janvier 2017, celui-ci servira principalement à renvoyer les charges et produits suivants : (i) surcoût des ajustements marge (ii) coût des énergies d'équilibrage à contre tendance et (iii) gains liés à IGCC. L'application d'un coefficient k sur la matrice de prix de règlement des écarts réduit en effet les incitations des responsables d'équilibre à équilibrer le système. La modification de l'allocation de ces charges et produits, ainsi que l'opportunité de faire porter une partie des coûts de l'équilibrage par ce vecteur, pourront être étudiées dans le cadre de la feuille de route du mécanisme d'ajustement
EDF	5.6	EDF demande que le prix (ou le mode de calcul du prix) du netting IGCC entre GRT soit précisé		Le document public décrivant le règlement financier de l'initiative IGCC à laquelle RTE devrait participer au mois de février 2016 peut être consulté à l'adresse suivante : https://www.google.fr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=7&cad=rja&uact=8&sqi=2&ved=0ahUKEwj05KrR-abJAhUCfhoKHSlZCxYQFghCMAY&url=https%3A%2F%2Fwww.regelleistung.net%2Fwartung%2FMarktinformationen.pdf&usg=AFQjCNFajRxIstYvCo8qQfjbunyjB9e5eQ&sig2=9Z Ce document sera mis à jour en lien avec la participation de RTE. Le prix d'opportunité de RTE sera identique à celui de l'énergie de la réserve secondaire tel que défini dans les règles services système. Il n'est cependant pas souhaitable d'inscrire la règle actuelle de règlement financier entre GRT lié à IGCC dans les règles MA dans la mesure où celle-ci pourrait évoluer indépendamment des règles MA.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	5.7	RTE propose de prendre en compte les programmes de rattrapage physique dans le calcul de l'écart du périmètre d'équilibre dédié aux pertes du RPT. EDF considère que l'écart aux frontières géré en rattrapage physique devrait également être intégré dans ce périmètre d'équilibre. Il est par ailleurs nécessaire de préciser que l'écart sur les frontières asynchrones (IFA) est rattaché à ce compte d'écart dédié.	"Les écarts aux frontières asynchrones, les écarts aux frontières donnant lieu à un rattrapage physique conformément à l'article 5.8.1 et les rattrapages physiques établis conformément à l'Article 5.8.2 sont aussi rattachés au périmètre d'équilibre spécifique pour la gestion des pertes du RPT.	cf. rapport d'accompagnement § 5.2.3 La proposition de RTE est de renvoyer la valorisation des écarts aux frontières et des rattrapages au compte ajustements-écarts, et non au compte de gestion des pertes du RPT. Les règles ont été modifiées pour apporter la précision demandée au sujet de la liaison IFA.
EDF	5.7	Le calcul de l'écart RE du périmètre dédié aux pertes devrait être détaillé, en particulier le sens (injection/soutirage) de l'écart au frontière et des rattrapages	Clarification des références de signe injection/soutirage	Les règles ont été modifiées en ce sens
EDF	5.8	(similaire à la remarque précédente sur 5.7) Les références de signe présentées pour décrire le sens des comptages, des programmes et l'écart aux frontières sont ambiguës. EDF comprend de la proposition de RTE qu'un écart aux frontières "négatif" correspond à un export, qui sera rattrapé ultérieurement par un programme de rattrapage d'import (et réciproquement)	Clarification des références de signe d'écart positif/négatif	Les règles ont été modifiées en ce sens
ENGIE	5.8.	ENGIE préconise que les écarts aux frontières et des compensations associées soient portés par le TURPE. Concernant le transfert de la valorisation des écarts aux frontières de RTE vers le CAE, ENGIE n'y est pas défavorable sur le principe, cependant, les responsables d'équilibre n'ont aucun levier sur ce poste de cout. RTE est la seule entité en mesure de maitriser ce flux financier, et est d'ailleurs en charge du dimensionnement et de l'utilisation de ces réglages. ENGIE recommande que RTE soit incité à la diminution de ce poste de cout.		cf. rapport d'accompagnement § 5.2.3
EDF	5.8.1	EDF demande que RTE précise le planning prévisionnel de passage à la compensation financière au lieu du rattrapage physique.		Le projet de code réseau européen relatif à l'équilibrage électrique prévoit (article 62.2) que les GRT doivent proposer au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du code une méthode de règlement financier des écarts de réglage involontaires. Un groupe de travail dédié au sein d'ENTSO-E travaille depuis début 2015 à la définition d'un tel dispositif. Cependant, RTE ne dispose pas d'éléments de calendrier de mise en œuvre.
EDF	5.8.3	Il serait utile de modifier le titre de l'article "rattrapage financier", afin de distinguer sans ambiguïté les deux modes de gestion (rattrapage physique OU compensation financière sans rattrapage)	"~~rattrapage~~ compensation financière"	Les règles ont été modifiées en ce sens
EDF	5.9.3.1	Prévision du reversement : l'échéance de février A+1 est trop tardive pour la clôture comptable de l'année A : une fourniture du montant estimé au plus tard le 15/12 est donc nécessaire. EDF demande par ailleurs : - une publication au fil de l'eau du k annulant le solde du compte Ajustements/écarts (par exemple dans les bilans mensuels du MA)	"Au plus tard le 15 décembre de l'Année A, RTE communique à chaque Responsable d'Equilibre une prévision du reversement de l'année A établie sur des données provisoires, et sur la base d'une hypothèse d'annulation du solde du compte « Ajustements-Ecarts » "	RTE propose de transmettre aux RE une estimation du coefficient k en février de l'année A+1, et non en décembre de l'année A, étant donné le fort niveau d'incertitude en l'absence de données sur les deux derniers mois de l'année A. Ce nouveau dispositif pourra faire l'objet d'un retour d'expérience de la part

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		- la publication par RTE des éléments nécessaires à une évaluation par les RE (par exemple, somme tous RE confondus des écarts positifs et négatifs à pas 30') (cf. remarques portant sur l'article 4.8)		des acteurs de marché, notamment pour évaluer la nécessité de mettre à disposition des données complémentaires. L'évolution demandée par EDF apparaît en effet coûteuse à mettre en œuvre contrairement à celle permettant le calcul d'un coefficient k prévisionnel en février de l'année A+1 et sa publication.
EDF	5.9.3.2	Il est nécessaire que RTE fournisse, en même temps que le reversement, le détail de la facture et de la rémunération (notamment les hypothèses retenues pour le calcul du taux de rémunération).		RTE se tient à la disposition d'EDF pour préciser les détails de la facture de reversement. Ces précisions ne pourront pas être apportées directement sur la facture

Section 1 – Article 7 : Dispositions transitoires

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
RES	7.1.1	Il nous semble intéressant, en amont du passage en single price, que RTE mette à disposition des acteurs des prévisions de la tendance du système (au pas semi-horaire) pour certains horizons de temps. En effet, l'envoi d'un signal clair à l'ensemble des responsables d'équilibre permettra à ceux-ci de prendre des décisions optimales d'équilibrage économiques et ainsi de réduire les besoins en ajustement.		L'équilibrage réalisé par RTE se caractérise comme étant proactif. C'est-à-dire que RTE estime le déséquilibre le plus probable du système et prend des actions avant de constater le déséquilibre en question, de manière à en minimiser les conséquences, à la fois financières et sur la fréquence. La proposition de RES de mettre à disposition des acteurs de marché l'estimation du déséquilibre du système (somme des programmes de production, prévision de consommation, et solde des échanges aux interconnexions) pourrait se matérialiser par une transmission d'informations à l'entrée de chaque fenêtre opérationnelle du GRT (période pendant laquelle les acteurs n'ont plus la possibilité de modifier leurs positions physiques tant au niveau national, qu'aux interconnexions). Cette idée pourra être étudiée dans le cadre de la prochaine version des règles.
EDF	7.2.1	RTE propose de modifier la matrice de règlement des écarts dès avril 2016, pour tenir compte des situations de PMP négatif. Compte tenu du faible enjeu mentionné par RTE (cf. §5.3.3 du rapport d'accompagnement) et des impacts SI sur les applications calculant le PRE à partir du PMP, EDF demande à réaliser cette évolution en 2017, en même temps que le passage au "Single Price".	maintien de la matrice actuelle en 2016	RTE estime nécessaire de renvoyer les incitations pertinentes au plus vite et propose de conserver cette évolution au 1er avril 2016
EDF	7.2.6.3.1	Il est nécessaire que RTE fournisse, en même temps que le reversement, le détail de la facture et de la rémunération (notamment les hypothèses retenues pour le calcul du taux de rémunération) (idem 5.9.3.2)		RTE se tient à la disposition d'EDF pour préciser les détails de la facture de reversement. Ces précisions ne pourront pas être apportées directement sur la facture

Section 1 – Annexes

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Annexe 6	Cette annexe (Accord de rattachement au périmètre de programmation) doit pouvoir être aménagée en déclaration de rattachement lorsque le Responsable de Programmation et l'utilisateur du RPT/RPD (titulaire du CART/CARD) sont la même personne morale.		Il est tout à fait possible d'utiliser le formalisme existant lorsqu'il y a une unique personne morale. Il conviendra alors de supprimer un signataire.
EDF	Annexe 7	A des fins de simplification opérationnelle, il est souhaitable que la déclaration du fournisseur ne concerne que les sites pour lesquels elle est nécessaire, c'est-à-dire uniquement les sites en modèle "régulé" (cf. 4.2.2.1.2.2)	"pour les sites de soutirage en modèle régulé titulaires d'un CARD, de déclarer via l'annexe 7 […]" puis "cette disposition ne s'applique qu'aux Sites de soutirage en modèle régulé titulaires d'un CARD et ayant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA;"	La rédaction a été adaptée
EDF	Annexe 8	Cette annexe (Accord de rattachement MA) doit pouvoir être aménagée en déclaration de rattachement lorsque l'Acteur d'Ajustement et le Responsable d'Equilibre sont la même personne morale.		Il est tout à fait possible d'utiliser le formalisme existant lorsqu'il y a une unique personne morale. Il conviendra alors de supprimer un signataire.
EDF	Annexe 15	Cette annexe (déclaration pour les sites de soutirage en modèle contractuel) doit pouvoir être aménagée en déclaration lorsque l'Acteur d'Ajustement et le Fournisseur sont la même personne morale.		Il est tout à fait possible d'utiliser le formalisme existant lorsqu'il y a une unique personne morale. Il conviendra alors de supprimer un signataire.

Section 2 – Chapitre A : Définitions

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	Consommation Ajustée	La définition de la consommation ajustée doit être la même selon que le site est raccordée au réseau de transport ou au réseau de distribution. Une telle définition est par ailleurs robuste à l'évolution des modèles de versement prévus par les règles services système et les règles NEBEF	La Consommation Ajustée d'un Site de Soutirage Télérelevé raccordé au RPT ou au RPD est établie, par le GRT ou le GRD, au Pas 10 Minutes, pour chaque Jour de la Semaine S, à partir de la somme des termes suivants : – la quantité d'énergie soutirée par le Site ~~telle que définie à l'Article C.11.1~~ ; – plus les Volumes Activés à la Hausse correspondant aux Ordres d'Ajustement à la Hausse, puis au plus tard en fin de Mois M+1 les Volumes Attribués à la Hausse fournis par le Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée ~~établis conformément à l'Article C.11.8~~ ; – plus le cas échéant les énergies de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence fournies par le Site établies conformément aux Règles Services Système ; – plus le cas échéant la part des Programmes d'Effacement Retenus, puis au plus tard en fin de Mois M+1 la part des Chroniques d'Effacement Réalisé fournis par le Site à partir d'EDE Télérelevées ~~établie conformément à l'Article C.11.8 ;~~ – moins les Volumes Activés à la Baisse correspondant aux Ordres d'Ajustement à la Baisse, puis au plus tard en fin de Mois M+1 les Volumes Attribués à la Baisse économisés par le Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée ~~établis conformément à l'Article C.11.8~~ ; – moins le cas échéant les énergies de Réglage Primaire et Secondaire économisées par le Site établies conformément aux Règles Services Système ; – moins le cas échéant la part des Chroniques de Report Retenu, puis au plus tard en fin de Mois M+1 la part des Chroniques de Report Réalisé économisées par le Site à partir d'EDE Télérelevées ~~établie conformément conformément à l'Article C.11.9~~ ; – moins l'énergie des Programmes d'Echanges de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site.	La rédaction a été adaptée. RTE propose de retenir la définition suivante : "La Consommation Ajustée d'un Site de Soutirage Télérelevé raccordé au RPT ou au RPD est établie, par le GRT ou le GRD, au Pas 10 Minutes, pour chaque Jour de la Semaine S, de la manière suivante : – la quantité d'énergie soutirée par le Site ; – plus le cas échéant les volumes d'ajustement à la Hausse du Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée ; – plus le cas échéant les énergies de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence fournies par le Site ; – plus le cas échéant les volumes d'effacement du Site à partir d'EDE Télérelevées ; – moins le cas échéant les volumes d'ajustement à la Baisse du Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée ; – moins le cas échéant les énergies de Réglage Primaire et Secondaire économisées par le Site ; – moins le cas échéant les volumes de report du Site à partir d'EDE Télérelevées ; – moins le cas échéant l'énergie des Programmes d'Echanges de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site."
GRD	Consommation Hors Bloc	De la même façon, les GRD ne comprennent pas pourquoi la définition ne s'attache qu'à décrire les sites RPT	La Consommation Hors Bloc d'un Site de Soutirage Télérelevé raccordé ~~au RPT, établie par RTE~~, sur un intervalle de temps donné, correspond à la différence entre la quantité d'énergie soutirée par le Site ~~telle que définie à l'Article C.11.1 e~~t moins l'énergie des Programmes d'Echanges de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site.	La rédaction a été adaptée. RTE propose de retenir la définition suivante : "La Consommation Hors Bloc d'un Site de Soutirage Télérelevé, sur un intervalle de temps donné, correspond à la différence entre la quantité d'énergie soutirée par le Site et l'énergie des Programmes

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
				d'Echanges de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site."
EDF	A	Définition de "consommation hors Bloc" : la formulation "*différence entre (…) et moins (…)*" est erronée	*"La Consommation Hors Bloc d'un Site de Soutirage Télérelevé raccordé au RPT, établie par RTE, sur un intervalle de temps donné, correspond à la différence entre la quantité d'énergie soutirée par le Site telle que définie à l'Article C.11.1 et ~~moins~~ l'énergie des Programmes d'Echanges de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site."*	La rédaction a été adaptée. RTE propose de retenir la définition suivante : "La Consommation Hors Bloc d'un Site de Soutirage Télérelevé, sur un intervalle de temps donné, correspond à la différence entre la quantité d'énergie soutirée par le Site et l'énergie des Programmes d'Echanges de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site."

Section 2 – Chapitre B : Dispositions Générales

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	B.14.1 Concernant la prise en compte des énergies de réglage primaire et secondaire	Ce chapitre aborde une évolution des règles qui est susceptible d'intervenir après la prochaine version des règles. Pour les sites au modèle corrigé, si cette évolution future devait être retranscrite dans les règles, alors elle devrait figurer au chapitre D conformément à la mise en place du modèle corrigé pour les sites RPD.	Supprimer le paragraphe B.14.1	Le modèle corrigé, dans le cadre des services système, est applicable uniquement aux sites RPT. RTE n'aborde donc pas ce sujet dans le présent paragraphe.
EDF	B.14.1	Prise en compte de l'énergie SSY sur les sites RPD : pour plus de clarté, préciser qu'avant le 01/04/2017, les sites RPD sont systématiquement traités en modèle "absence de prise en compte de l'énergie".		La rédaction a été adaptée.
GRD	B.14.2 Concernant le calcul de la Consommation Ajustée d'un Site de Soutirage raccordé à un RPD	Les GRD ne partagent pas la mise en œuvre du modèle corrigé en deux temps proposé par RTE (Date"C" et date "B"). En outre de telles modalités doivent relever du chapitre E qui structure les relations entre les GRD et les RE et le chapitre D doit s'attacher à en décrire les principes généraux. Conformément à l'article B.5 de la Section 2 des Règles en vigueur, le pilotage des révisions concernant le chapitre E de la Section 2 des Règles est du ressort du GRD ERDF	Supprimer le paragraphe B.14.2	Les modalités transitoire et cible permettent de définir i) des flux d'informations entre GRD et RTE, et, ii) des flux d'informations entre GRD et RE. Ces dispositions concernent donc à la fois le chapitre D (relations entre RTE et le GRD pour les données transmises par les GRD à RTE) et le chapitre E (relations entre le GRD et le RE pour les données transmises par le GRD aux RE). Le chapitre A étant commun aux deux relations contractuelles, RTE propose d'y faire figurer la définition de consommation ajustée. RTE décrit ensuite les modalités de prise en compte des volumes attribués dans les données transmises par les GRD à RTE au sein du Chapitre D. Le chapitre E, quant à lui, pourra évoluer s'il s'avère nécessaire de préciser les flux d'informations entre GRD et RE. La rédaction a été adaptée conformément aux principes ci-dessus.
EDF	B.14.2	Calcul de la consommation ajustée sur les sites de soutirage RPD : l'article B.14.2 prévoit de façon transitoire en 2016 : 1- une première étape d'estimation de l'énergie d'ajustement par le GRD. EDF accueille favorablement la proposition des GRD d'effectuer une première estimation du volume réalisé, ce qui permettra de réduire les régularisations ultérieures de la consommation ajustée (dans le calcul de l'écart RE ainsi que dans la facturation des clients). 2- une deuxième étape de substitution par l'énergie attribuée à l'issue du contrôle de réalisé effectué par RTE. La formulation "*au plus tard en fin de M+3*" doit être rectifiée : la	M+2	La rédaction précise que la consommation ajustée doit être corrigée des volumes attribués après transmission par RTE des volumes attribués. Ainsi pour la révision des données prévues à l'article D.8.4, le GRD devra tenir compte des consommations ajustées mises à jour pour envoi de la courbe de consommation télérelevée du RE sur le GRD.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		régularisation doit être faite au plus tard pour la publication d'écart RE de M+3. Il faut pour cela que les données soient transmises par RTE au GRD selon des échéances compatibles avec les articles D.8.4 et 4.6.2.3 (section 1), ou avec le processus décrit au § 3.1.3.2 du rapport d'accompagnement, c'est à dire en M+2.		
ENGIE	B.14.2.	Le processus cible doit viser à obtenir les factures les plus justes en M+1.		RTE partage cet objectif et a proposé des modalités pour le remplir

Section 2 – Chapitre C : Relations RTE-RE

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	Description du Service d'Echange de Blocs	Pour les sites raccordés au RPD, les NEB RE-Site ne sont possibles que pour les sites titulaires d'un contrat CARD. La formulation actuelle peut prêter à confusion.	le Consommateur doit disposer pour ce Site d'un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution, de Transport ou d'un Contrat de Service de Décompte ;	La rédaction a été adaptée.
EDF	C.6	Remplacement de *"somme"* par *"différence"* : les références des signes et les formules appliquées sont ambiguës.		Le volume d'écart prévisionnel d'un RE est positif lorsque la somme de ses injections est supérieure à la somme de ses soutirages. L'encours d'un RE est positif lorsque le RE doit de l'argent à RTE. RTE a souhaité clarifier ce point dans les règles et remplacer le terme "somme" par "différence" sans modifier les dispositions.
Energy Pool	Section 2 C.9	Comme indiqué lors de l'appel à contributions Energy Pool est favorable à la simplification opérationnelle des processus d'échange de blocs telle que proposée par RTE dans le texte en consultation. Energy Pool est également favorable aux modalités proposées par RTE en cas d'incohérence entre les déclarations du RE acheteur et du RE vendeur (RTE suggère que le volume d'échange retenu soit le volume minimum commun). Enfin Energy Pool soutient RTE sur l'annulation du dernier programme d'échange reçu lors d'un dépassement du volume d'énergie journalier autorisé.		-
EDF	C.9	EDF demande à RTE de préciser au plus tôt le processus associé au nouveau Service d'Echange de Blocs, notamment les modalités pratiques de nominations, les accusés de réception, les informations au RE en cas de mismatch, les possibilités de rectification d'un programme erroné, les modes dégradés. EDF demande le maintien d'un outil similaire à la "trame NEB" actuelle, utile en mode secours. Les modalités de transition devront être examinées avec attention (mise en place d'une plate-forme de test). EDF accueille favorablement l'annonce de RTE de mener des ateliers spécifiques pour instruire ces questions.		RTE prévoit une plateforme de test pour la transition. RTE organisera des ateliers spécifiques en 2016 sur le sujet NEB.
Markener	C.9.3	Il serait bon que le site ait également la faculté de supprimer unilatéralement une NEB-RE site puisque que son accord est requis pour la mise en place. Faute de quoi, un site serait dans l'impossibilité de stopper les envois de blocs par un RE avec lequel il a eu une NEB RE-Site et qui n'a pas été annulée par le RE.		Cette remarque n'a pas été traitée dans le cadre de la concertation. RTE propose de l'intégrer dans les réflexions associées aux règles MA-RE v9.
EDF	C.9.4	Il sera nécessaire de définir les modalités de publication par RTE des informations nécessaires pour la nomination des PEB (identités/codifications des RE)		Ce sujet sera précisé dans le cadre des ateliers spécifiques en 2016 sur le sujet NEB.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Markener	C.9.6	Nous n'avons pas retrouvé dans les règles (en C9.6 comme en C.13) trois points structurants qui vont, à notre avis au-delà des simples règles SI : - Le fait que les PEB sont envoyés par chaque RE dans un fichier unique regroupant l'ensemble des RE avec lesquels des blocs sont échangés et non pas via un fichier pour chaque contrepartie RE (de facto un maintien du système actuel). - Le concept de « mise en attente » des PEB non acceptés qui ne remet pas en cause les autres PEB contenus dans le fichier de PEB unique envoyé par le RE. C'est un point sur lequel un consensus a été atteint en GT et il serait bon d'en avoir une trace écrite (reprenant l'explication présentée par RTE en GT) pour éviter une réouverture de ce point et le risque d'un système où le fichier contenant l'ensemble des PEB ne serait pas accepté par RTE tant qu'un seul des PEB serait en défaut quelle qu'en soit la raison (notamment du fait d'un dépassement de la limite financière d'une contrepartie RE). - Le fait que RTE continuera à fournir un outil de création des fichiers PEB au format XML à partir d'un fichier Excel pour les RE, élément essentiel pour les petites structures qui n'ont pas les moyens d'un développement SI interne. Markener pense qu'il serait bon d'inclure ces principes dans les règles, la mise en place détaillée étant précisée dans les règles SI.		En cohérence avec les autres mécanismes (Programmation, NEB actuel), les modalités d'envoi des fichiers ne sont pas à préciser dans les règles MA-RE. RTE propose de les inclure dans les règles SI et d'échanger avec les acteurs à ce sujet courant 2016 lors des ateliers spécifiques au sujet NEB. RTE tient compte des difficultés remontées par les petites structures pour définir de nouvelles modalités d'échanges avec les acteurs.
EDF	C.9.6	A chaque étape du processus d'acceptation des PEB décrit en C.9.6, il est nécessaire que les RE reçoivent un récapitulatif des PEB reçus et acceptés par RTE, et des chroniques de valeurs prises en compte		Ce sujet sera précisé dans le cadre des ateliers spécifiques en 2016 sur le sujet NEB.
EDF	C.9.6.1	Il semble à EDF qu'un écrêtement du PEB provoquant le dépassement du Volume d'Energie Journalière Autorisé serait préférable à un refus de l'ensemble de ce PEB.		cf. rapport d'accompagnement § 4.2
EDF	C.9.6.2	Programmes d'échange de blocs en infrajournalier : préciser que le refus du PEB conduit à prendre en compte, pour les pas demi-horaires concernés, la valeur du PEB accepté précédent		Ce point est déjà explicite au C.9.4 mentionnant que le dernier PEB accepté est pris en compte.
EDF	C.9.6.2	Afin de minimiser les cas de rejets de programme d'échange de blocs, il convient (comme cela est d'ailleurs le cas aujourd'hui dans le C.3.4.1.4.2 de la section 3) de rejeter uniquement les pas demi-horaires discordants (retour à la valeur du PEB précédent) et d'accepter les pas demi-horaires concordants		Cette remarque spécifique n'a pas été traitée dans le cadre de la concertation. RTE propose de ré-aborder ce sujet lors des ateliers spécifiques NEB.
EDF	C.9.6.2	Afin de minimiser les cas de rejets de programme, il convient que la prise en compte de la condition (viii) du C.9.5 soit assouplie, en rejetant uniquement les pas demi-horaires passés, mais en acceptant les modifications sur des pas demi-horaires futurs		Dans ce cas, l'acteur concerné pourra redéclarer son programme instantanément s'il souhaite que les modifications puissent être prises en compte par RTE.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	C.9.7	En cas de modification avant 16h30 d'un PEB J-1 concordant pris en compte par RTE (cf. C.9.6.1), il est préférable que des modalités similaires au C.9.6.2 s'appliquent si la modification conduit à une discordance, c'est à dire un retour au programme précédent sur les pas demi-horaires concernés (et non prise en compte du minimum). Ceci permettrait de minimiser les écarts		Cette remarque spécifique n'a pas été traitée dans le cadre de la concertation. RTE propose de ré-aborder ce sujet lors des ateliers spécifiques NEB.
EDF	C.9.7	Pour EDF, il est impératif (pour des raisons opérationnelles) qu'en cas de nomination erronée ou d'absence de nomination de la part d'un des deux RE, seul le RE à l'origine de l'erreur ait à renominer.		RTE a bien noté la demande d'EDF. Ce sujet sera précisé dans le cadre des ateliers spécifiques en 2016.
EDF	C.9.10	Le taux de disponibilité de 98% est insuffisant, en particulier pour le J-1. Il sera impératif de décrire les modes secours pour la gestion des PEB en J-1 et en infrajournalier		Les modes secours seront détaillées dans les règles SI.
EDF	C11	EDF remercie RTE pour la synthèse des différents modèles de prise en compte des effacements MA, NEBEF et des SSY sur sites de soutirage (cf. rapport de consultation § 6.4). Il serait utile que cette description soit insérée dans le corps des Règles, afin de rendre plus fluide l'articulation entre les articles C.11.3/C11.8/C.11.9 et C.13/C.14/C.15		Il n'est pas possible d'insérer ces éléments dans les règles, en revanche RTE travaille pour la mise en place d'une plaquette explicative sur ce point sur le site client.
EDF	C.11.8.5.1	Affectation de l'énergie pour une EDA/EDE profilée : la proposition de RTE conduit à un transfert entre sites profilés et sites télérelevés. Il serait préférable de traiter distinctement : - le sous-ensemble des sites télérelevés (traitement identique aux sites des EDA/EDE télérelevées) - le sous-ensemble des sites profilés (application de la clé de répartition) (cf. remarques exprimées lors de la consultation sur les Règles MA v7)		RTE considère que le principe de répartition des volumes certifiés appliqué à un site de soutirage télérelevé qui se trouve au sein d'une EDA Soutirage est acceptable dans la mesure où il est identique à celui appliqué à ce même site lorsque le fournisseur choisit la méthode par profilage. Si EDF considère que ce sujet est prioritaire, il devra être traité dans le cadre de la concertation. Dès lors RTE invite EDF, lors des prochains GT « Evolutions des règles MA-RE », à présenter ce sujet.
EDF	C.11.8.5.2	Affectation de l'énergie pour une EDA/EDE télérelevée : la proposition de RTE conduit à répartir la défaillance d'un site sur l'ensemble des sites constituant l'EDA (cf. remarques exprimées lors de la consultation sur les Règles MA v7)		Ce sujet mérite d'être traité dans le cadre de la concertation. Dès lors RTE invite EDF, lors des prochains GT « Evolutions des règles MA-RE », à présenter ce sujet.
EDF	C.11.9.4.2	Affectation du report réalisé pour une EDE télérelevée entre les RE concernés : à cette étape, l'affectation du report entre sites télérelevés par clé de répartition n'est pas correcte et n'est pas cohérente avec le traitement de l'effacement : il faut faire la répartition à partir du réalisé par site/sous-ensemble de façon homogène au C.11.8.5.2 et NEBEF 9.2.1	Remplacer la clé de répartition statique par la formule du C.11.8.5.2	La rédaction a été adaptée.
EDF	C.13.2	La modalité transitoire (cf. B.14.2) de correction de la consommation ajustée sur les sites de soutirage RPD est susceptible de perturber le coefficient de calage publié en S+3. En effet, il semble que la correction de la courbe de charge de référence nationale ($CdC_{ref.nat}$) effectuée à ce stade par RTE à partir des volumes d'ajustement "activés" ($CdC_{eff.télé.corrigés}$) pourrait être différente de celle effectuée par les GRD dans les BGC (à partir d'une estimation de l'ajustement,		Un biais est effectivement présent en phase transitoire sur ce point. RTE estime cependant que les approximations liées à la phase transitoire sont inférieures aux bénéfices apportés par une mise en œuvre immédiate du modèle corrigé sur les sites en contrat CARD. RTE préfère une déclinaison rapide de la solution pérenne plutôt que la mise en place de

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		assimilable à un pré-contrôle de réalisé). La différence entre ces deux termes correctifs sera affectée à la consommation estimée calée en S+3. Pour limiter ce phénomène, les données estimées par les GRD pourraient être utilisées pour corriger la $CdC_{ref.nat}$ EDF demande qu'un REX sur ce point soit fait dans le cadre des instances de gouvernance de la reconstitution des flux.		patch sur une solution transitoire. La proposition n'est donc pas reprise.
EDF	C.15.1	RTE propose de supprimer la mention aux VPP. Les livraisons VPP ont pris fin au 30/06/2015, mais la prise en compte dans le calcul de l'écart RE doit être maintenu jusqu'à la republication d'Ecart RE M+12 qui aura lieu en juin 2016.		La rédaction a été adaptée. La suppression de la mention aux VPP sera réalisée dans les règles MA-RE v9.
EDF	C.15.4	De façon similaire aux C.15.4.4 et C.15.4.5, ajouter une publication des volumes SSY décomptés sur des sites télérelevés au modèle "régulé optionnel" ou "contractuel optionnel"		La rédaction a été adaptée. Ce point devra être ajouté dans la prochaine version des règles SSY. RTE s'organise en interne pour mettre en œuvre ce flux d'information. Les délais de mise à disposition de cette information seront précisés dans le cadre de la concertation relative aux Services Système.

Section 2 – Chapitre D : Relations RTE-GRD

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	D.5 Mandat pour les échanges de données	Harmonisation avec la section I et NEBEF	Le GRD peut confier à un mandataire~~, par mandat, à un tiers~~ ayant la qualité de GRD ~~(ci-après « Mandataire »~~ , la mise en œuvre de l'ensemble des échanges de données, objet du Chapitre D. Le GRD mandant reste responsable vis-à-vis de RTE des conséquences dommageables résultant de l'exécution ou l'inexécution de l'ensemble des obligations prévues au Chapitre D, nonobstant ledit mandat. La signature de ce mandat tel que prévu au présent Article est Notifié à RTE suivant le modèle figurant en Annexe D2.	La rédaction a été partiellement adaptée.
EDF	D.5	Le GRD mandant reste responsable vis-à-vis de RTE, mais également des autres acteurs concernés (notamment responsable d'équilibre, site).	*"Le GRD mandant reste responsable ~~vis-à-vis de RTE~~ des conséquences dommageables (…) "*	La rédaction a été adaptée.
GRD	D.12 Modalités particulières de décompte de la Consommation Ajustée	Les GRD ne partagent pas la cible évoquée par RTE et inscrite à une date "B". Les GRD proposent une unique cible concernant l'application du modèle corrigé à une date "C". Les modalités du calcul relevant du chapitre E, les modalités détaillées seront intégrées dans une version concertée du chapitre E une fois les principes généraux retenus. En cohérence avec la remarque formulée à l'article B.14.1 si la date d'entrée en vigueur de la prise en compte des énergies de réglage se trouve en amont de la prochaine évolution des règles, alors ces dispositions doivent se traduire dans ce paragraphe également pour les sites au modèle corrigé	~~Le présent Article est applicable à compter d'une date « B » Notifiée par RTE sur proposition des GRD. A compter de cette date, l'Article B.14.2 est supprimé, cesse de s'appliquer et est remplacé par le présent Article.~~ La Consommation Ajustée d'un Site de Soutirage Télérelevé raccordé à un RPD est établie par le GRD, sur un intervalle de temps donné, pour chaque Jour de la Semaine S, à partir de la somme des termes suivants : - la quantité d'énergie soutirée par le Site - plus, à compter d'une date "C" pour les Sites au Modèle Corrigé raccordés au RPD tels que définis à l'Article 4.6.2.1 de la Section 1 des Règles, les Volumes Attribués à la Hausse fournis par le Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée estimés par les GRD puis établis par RTE conformément à l'Article C.11.8 ; - moins, à compter d'une date "C" pour les Sites au Modèle Corrigé raccordés au RPD tels que définis à l'Article 4.6.2.1 de la Section 1 des Règles, les Volumes Attribués à la Baisse économisés par le Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée estimés par les GRD puis établis par RTE conformément à l'Article C.11.8 ; - moins l'énergie des Programmes d'Echanges de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site. - et à partir du 1er avril 2017, les énergies de réglage primaire et secondaire fournies et/ou économisées par le Site au modèle corrigé conformément aux règles Services Système	cf. rapport d'accompagnement § 3. Concernant la prise en compte des énergies de réglage, il n'est pas prévu à ce stade que ces dernières soient intégrées dans la consommation ajustée des sites RPD conformément aux règles services système soumises à la CRE le 17 septembre 2015.

Section 2 – Annexes

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Annexe C4	Définition de la garantie bancaire à première demande : RTE propose une modification "*sans préjudice des intérêts (...)*" qui est susceptible de remettre en cause le périmètre couvert par la GB et qui n'a pas été évoquée dans le cadre de la concertation : EDF précise que le montant garanti doit être fixe et ne peut en aucun cas être dépassé.		La rédaction a été adaptée afin de retourner à la rédaction en vigueur dans la version 7 des règles.
EDF	Annexe C7	Cette annexe (Accord de rattachement au périmètre d'équilibre) doit pouvoir être aménagée en déclaration de rattachement lorsque le Responsable d'Equilibre et l'Utilisateur sont la même personne morale. OU fourniture d'une annexe C7bis "Simple déclaration de rattachement" (principe similaire à la déclaration de rattachement RE d'un site RPD : cf. annexes E-FC2 et E-FC4)		Lorsque le détenteur d'un élément de soutirage ou d'injection et le responsable d'équilibre du périmètre auquel est rattaché cet élément correspondent à la même personne morale, il est logique que celle-ci ne conclue pas un accord de rattachement avec elle-même. C'est pourquoi les Règles prévoient le cas du rattachement par simple déclaration (art. C.8.2.1) qui permet de couvrir cette situation et qui dispense de recourir à la signature de l'Annexe C7 : dans ce cas, le rattachement au périmètre d'équilibre se fait par simple déclaration du RE à RTE. Si besoin d'un modèle pour cette simple déclaration, il est tout à fait possible d'utiliser le formalisme existant lorsqu'il y a une unique personne morale. Il conviendra alors de supprimer un signataire.
EDF	Annexe C9	Il semble que la fin du texte de l'annexe C9 (notification de retrait du périmètre d'équilibre) soit une reprise erronée d'une ancienne annexe d'accès aux données de comptage	Suppression de l'ajout erroné	La rédaction a été adaptée.

Section 3

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	B.4.2	Il semble préférable que l'annulation effective des NEB en cas de dépassement du Volume d'Energie Autorisée ne soit pas mise en place avant les nouvelles modalités prévues dans la section 2 (C.9) permettant un "écrêtement" et non une annulation complète		cf. rapport d'accompagnement § 4.2