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 à la consultation

19 octobre 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 5

2.1 Règles expérimentales relatives à la sous-mesure 5

2.2 Permettre la participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché 5

2.3 Compléter le catalogue de méthodes pour le contrôle du réalisé 7

3. Approfondir les modalités de participation des sites de soutirage au mécanisme d'ajustement : Introduction du modèle corrigé sur les sites RPD 9

3.1 Proposition d'évolution par rapport à l'existant 9

3.1.1 Périmètre d'applicabilité du modèle corrigé 9

3.1.2 Optionalité ou exclusivité 10

3.1.3 Modalités de prise en compte des volumes effacés 10

3.2 Calendrier indicatif 13

4. Finaliser les travaux relatifs à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre 14

4.1 Faire évoluer le calcul du volume d'énergie journalier 14

4.2 Faire évoluer le dispositif de service d'échange de blocs 14

4.2.1 Propositions d'évolution par rapport à l'existant 14

4.2.2 Prise en compte de la recommandation de la CRE 14

4.2.3 Simplification opérationnelle du dispositif d'échanges de blocs 15

4.2.4 Modification des règles de prise en compte des programmes d'échange de blocs 16

4.2.5 Modalités de facturation du service d'échanges de blocs 16

4.2.6 Mettre en place des modalités techniques d'échanges cohérentes avec les standards européens 16

4.2.7 Autres points d'évolutions 17

4.3 Calendrier indicatif 17

5. Evolution des flux financiers des règles MA-RE 18

5.1 Rappel du fonctionnement général du compte ajustements-écarts 18

5.2 Vers une intégration au CAE de l'ensemble des coûts et recettes relatifs à l'énergie d'équilibrage du système électrique 19

5.2.1 Coûts et recettes liés aux activations sur le mécanisme d'ajustement 19

5.2.2 Intégration des flux financiers relatifs aux réglages automatiques au CAE 19

5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages au CAE 20

5.2.4 Synthèse 24

5.3 Allocation des charges et recettes du CAE aux responsables d'équilibre en écart 24

5.3.1 Matrice actuelle de règlement des écarts 24

5.3.2 Evolution du calcul de la tendance 25

5.3.3 Modification des incitations lors de prix négatifs 27

5.3.4 Utilisation d'un prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts (« single price ») 28

5.3.5 Intégration des nouveaux flux financiers dans la formation du prix de règlement des écarts 31

5.4 Equilibre financier annuel du CAE 33

5.4.1 Facteurs conduisant à la nécessité d'un rééquilibrage financier du CAE 33

5.4.2 Modalités d'équilibre financier du CAE 33

5.4.3 Evolution de la formule de rémunération des factures de reversement et réconciliation temporelle 34

5.4.4 Impact sur l'équilibre annuel du CAE des évolutions proposées aux §5.2 et §5.3 35

5.5 Publication 37

5.6 Calendrier indicatif 37

6. Autres 38

6.1 Précisions concernant la préséance économique 38

6.1.1 Clarifier les règles de préséance économique lors de l'activation d'une offre d'ajustement

sur plusieurs plages de prix *38*
6.1.2 Clarifier l'interclassement économique des offres *38*
6.2 Faire évoluer les échanges de données entre RTE et les GRD dans le cadre du mécanisme d'ajustement 39
6.2.1 Gestion des périmètres d'ajustement RPD *39*
6.2.2 Introduction d'un régime de mandat *40*
6.3 Simplification de la gestion des périmètres d'ajustement 40
6.4 Faire évoluer les modalités de décompte des NEBEF et des énergies de réglage 41
6.4.1 Principes de prise en compte dans la reconstitution des flux *41*
6.4.2 Modèle 1 : Consommation ajustée *42*
6.4.3 Modèle 2 : Ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre *43*
6.4.4 Modèle 3 : Intégration dans l'Ecart National de Profilage et révision des différentes étapes de la reconstitution des flux *43*
6.4.5 Modèle 4 : Absence de prise en compte de l'énergie *44*

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 ;
- finaliser les travaux relatifs à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre.

Par ailleurs, dans la délibération du 12 mars 2014 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 souhaite instruire la prise en compte de certaines dispositions du projet de code de réseau européen « Electricity Balancing »[2] dans le projet de règles MA-RE, à savoir le calcul du prix de règlement des écarts.

Enfin, RTE s'attachera à rationaliser et simplifier les processus relatifs à l'application des règles MA-RE afin de faciliter la participation des acteurs de marché et d'accroître la performance du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre.

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.

Actility, la CNR, Danske Commodities, Direct Energie, EDF, Energy Pool, ENGIE, EOLE-RES, Eqinov, France Energie Eolienne, les GRD, Markener, Smart Grid Energy, Solvay, l'Uniden, Voltalis ont répondu à l'appel à contributions.

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

L'objectif est de saisir la CRE d'un projet de texte en décembre 2015.

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

[2] http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_TO_RECOMMENDATION_03_2015/Annex%20II%20-%20Proposed%20amendments%20to%20the%20Network%20Code.pdf

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

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 semble complexe. Par ailleurs, Direct Energie, EDF, Eqinov et les GRD estiment que les conditions ne sont pas actuellement 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 sera étendue au MA à condition que le retour d'expérience soit positif et que des gisements suffisants soient identifiés.

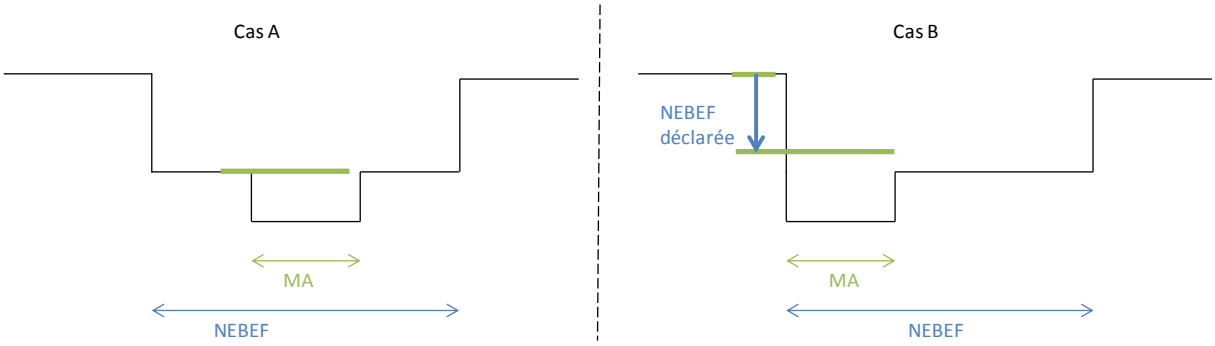
2.2 Permettre la participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché

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 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, RTE a proposé de permettre une participation simultanée à NEBEF et au MA à condition que les sites concernés soient rattachés à un unique acteur de marché.

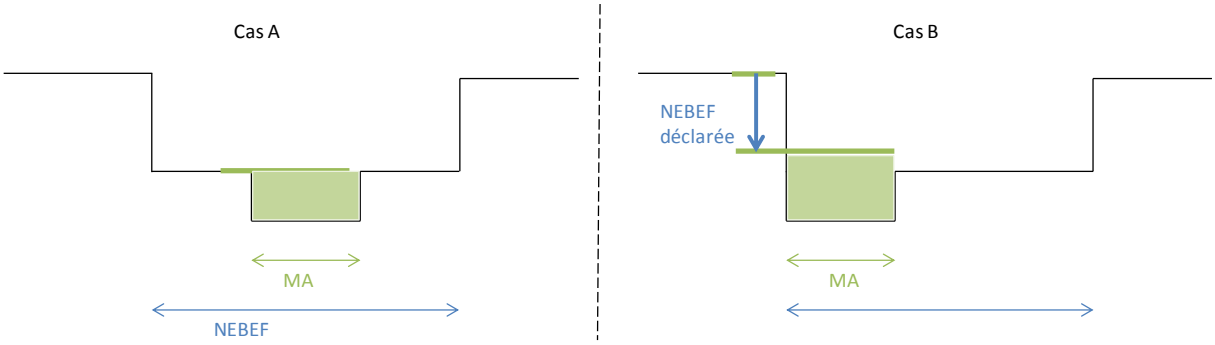
Dans ce cas, les périmètres de l'EDE et de l'EDA devraient être strictement identiques et les modalités de contrôle du réalisé seraient les suivantes :

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.



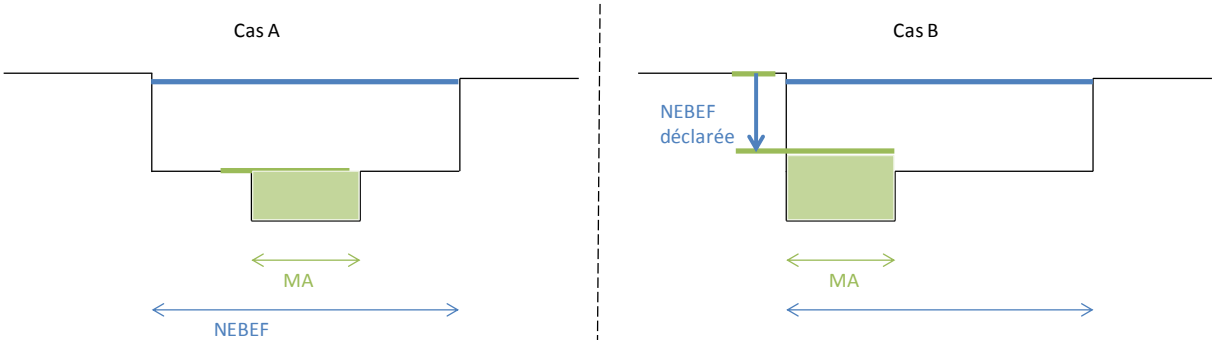
Courbe de référence = courbe verte

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 ;



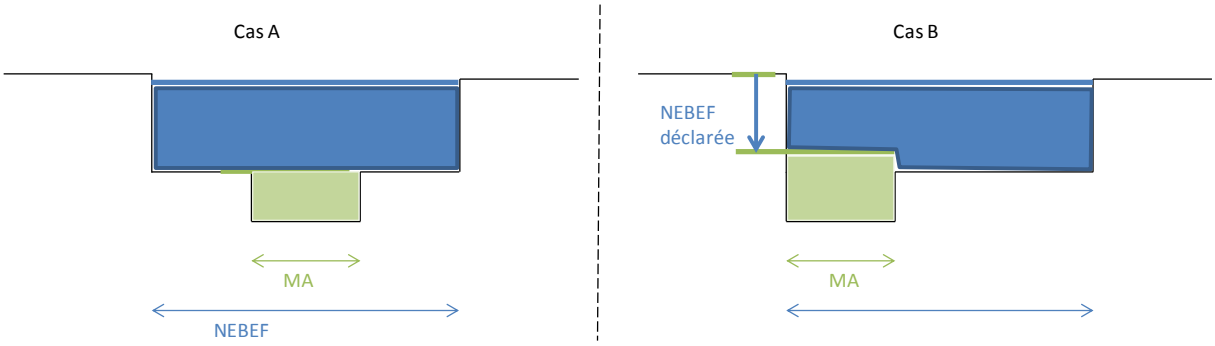
Volume MA = aire verte

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.

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.

RTE estime qu'à ce stade les travaux engagés ne permettent pas de proposer une simultanéité plus large du fait des éléments suivants :

- autoriser une maille différente pour l'EDA et l'EDE nécessiterait des travaux complémentaires en GT « Contrôle du réalisé » pour instruire le traitement sur l'ensemble des cas particuliers, alors que les retours d'expérience NEBEF ne montrent pas actuellement la nécessité d'introduire une telle complexité ; et
- actuellement, un site ne peut participer au MA et à NEBEF que s'il appartient au même opérateur d'effacement. Autoriser plusieurs opérateurs d'effacement requiert 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.

RTE maintient donc sa proposition et instruira la levée des limites susmentionnées dans le cadre du GT « Contrôle du réalisé ».

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.

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. RTE propose de poursuivre les travaux concernant la déclinaison de la méthode par prévision 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 dans le cadre du GT « Contrôle du réalisé » en 2016 : faut-il décliner plusieurs nouvelles méthodes de contrôle du réalisé sur le MA ? avec quelles modalités de choix entre les différentes méthodes ?

Dès lors, RTE propose 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. La mise en œuvre de la nouvelle méthode pourra alors être concomitante avec l'entrée en vigueur des règles MA-RE v9.

[4] Consommation hors effacement

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 effacée, 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 effacements de consommation dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

Suite aux demandes formulées par plusieurs acteurs 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.

L'instruction de cette évolution sera conduite de manière cohérente entre le mécanisme d'ajustement et le dispositif NEBEF.

Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, les acteurs de marché ont accueilli très favorablement l'extension du modèle corrigé à certains sites raccordés au RPD. Les paragraphes qui suivent tiennent compte des remarques reçues de la part des acteurs de marché en retour à l'appel à contributions

3.1.1 Périmètre d'applicabilité du modèle corrigé

Le modèle corrigé introduit par RTE repose sur la correction de courbes de charge des sites de soutirage effacés. 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'effacement 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 effacés.

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

3.1.3 Modalités de prise en compte des volumes effacés

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 effacés soient corrigées des effacements 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 effacés soient corrigés des effacements 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 souhaite dans la déclinaison du modèle corrigé sur le RPD maintenir ces principes généraux à toutes les échéances de publication de données comme c'est le cas aujourd'hui. Cependant, la déclinaison opérationnelle du modèle corrigé nécessite la mise en place de nouveaux échanges entre RTE et les GRD et, de façon transitoire, des aménagements sont proposés afin de permettre une mise en œuvre à plus courte échéance comme demandé par les acteurs de marché.

3.1.3.1 Modalités pour la cible

Le processus cible vise 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 composants l'entité d'ajustement. Dans ce modèle, 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 **RTE :** calcul du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes réalisés **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 **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 de ce modèle cible 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 transitoires

Afin d'être en mesure de mettre en œuvre cette évolution dans des délais maitrisés, RTE propose, de manière transitoire, le processus détaillé ci-dessous.

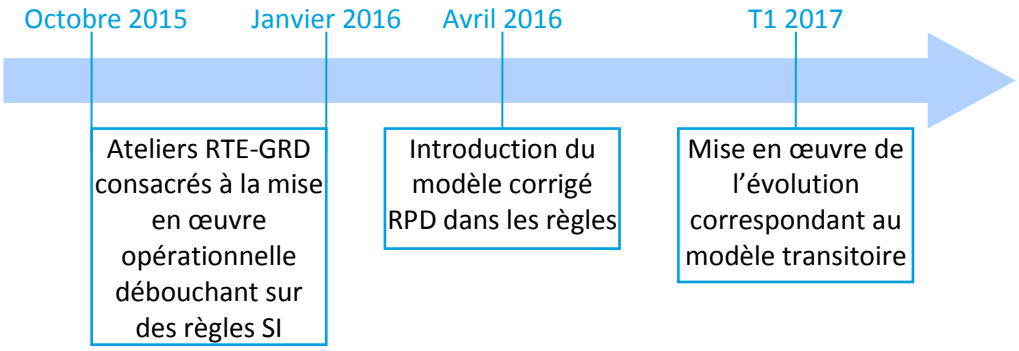
Echéance	Echange de données/calcul
S+1	-
S+2	**GRD→RTE :** envoi des BGC, sur la base des volumes d'ajustement estimés par le GRD **RTE :** calcul du soutirage physique par différence entre les BGC corrigés et les volumes d'effacement déclaratifs par site au modèle corrigé par ventilation du volume activé 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 **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 **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

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 d'ici fin 2015.

Dans ce régime transitoire, les premières facturations d'écart et de soutirage physique de RE n'intègre pas les volumes réalisés certifiés par RTE. Ceux-ci ne peuvent être pris en compte qu'à la facturation associée au rejeu M+3.

3.2 Calendrier indicatif

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



4. FINALISER 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, dorénavant, 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.

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

4.2.1 Propositions d'évolution 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'échanges 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'échanges de blocs ; et
- faciliter l'utilisation du service d'échanges 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.

Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, RTE a formulé des premières propositions pour faire évoluer le dispositif NEB. Les paragraphes qui suivent tiennent compte des remarques reçues de la part des acteurs de marché en retour à l'appel à contributions.

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'échanges de blocs, vers un écrêtement des programmes d'échanges 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'échanges de blocs par guichet (1 guichet J-1 et 24 guichets infrajournaliers) à un processus d'acceptation continu des programmes d'échanges 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'échanges 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'échanges 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'échanges 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'échanges de blocs à la vente.

4.2.3 Simplification opérationnelle du dispositif d'échanges de blocs

RTE propose de supprimer l'ouverture a priori des notifications d'échanges 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'échanges de blocs) pour pouvoir échanger des blocs d'énergie entre leurs deux périmètres d'équilibre ;
- a posteriori un formulaire « de résiliation de notification d'échanges de blocs entre RE » (annexe 3 de la section 3 des règles relatives au service d'échanges de blocs) afin de mettre fin à la possibilité d'échanger des blocs d'énergie entre leurs deux périmètres 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 envoyés par les contreparties en J-1 16h30 par la règle de mise au minimum de ces derniers s'ils ne sont pas concordants 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 ;
- 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'échanges 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'échanges de blocs

L'évolution des modalités de facturation du service d'échanges 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'échanges cohérentes avec les standards européens

RTE propose de s'appuyer sur les processus et fichiers standards de programmation européens tels que définis par l'ENSTOE (ENTSOE- Scheduling System).

RTE prévoit que les programmes soient transmis à RTE :

- au sein d'un fichier unique comportant l'ensemble des programmes d'échange de blocs pour une journée de livraison J ;
- ce fichier unique pourra être mis à jour par l'acteur autant de fois qu'il le souhaite, en respect de la section 2 des règles MA-RE v8.

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 Autres points d'évolutions

4.2.7.1 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. RTE confirme qu'à l'entrée en vigueur du nouveau dispositif de programmation des échanges de blocs le pas de programmation sera égal à 30 minutes.

4.2.7.2 Déclaration du fournisseur d'un programme d'échange de blocs RE – Site

Concernant la déclaration du fournisseur d'un programme d'échange de blocs RE-site afin que cette dernière soit intégrée dans le calcul de l'obligation d'un acteur obligé, RTE propose de ne pas détailler à ce stade les modalités de déclaration des fournisseurs. Ce point sera précisé ultérieurement dans le cadre des échanges relatifs à la mise en œuvre du calcul des acteurs obligés au titre du mécanisme de capacité.

4.3 Calendrier indicatif

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

- ateliers spécifiques et partage d'un premier cahier des charges SI : premier trimestre 2016 ;
- insertion de l'évolution du service d'échanges de blocs dans les règles MA-RE : 1er avril 2016 ;
- entrée en vigueur de l'évolution : premier semestre 2017.

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 « Evolution des règles MA-RE » ont permis d'instruire cette réflexion. Le présent article regroupe les propositions de RTE résultant des différents GT et de l'appel à contributions ouvert du 15 juillet au 4 septembre 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.

Le présent appel à contributions traite uniquement des thématiques relevant du compartiment E.

De façon générale, le compartiment E 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 prochaine 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 les modalités pour 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 :

- la proposition d'évolution des règles Services système v3[5] prévoit que les énergies de

[5] https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/20150914%20Rapport%20consulation%20SSY%20v3.pdf. La CRE a été saisie de cette proposition le 17 septembre 2015.

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.

RTE considère que les évolutions prévues à court terme nécessitent d'interroger l'intégration de ces flux au CAE dès la prochaine révision des règles MA-RE. Une intégration de ces flux au CAE permet :

- d'anticiper la déclinaison des exigences du code de réseau européen « Electricity Balancing » ;
- 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.

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 souhaite proposer une inscription de l'ensemble des flux liés à l'activation des réserves automatiques dans le compte ajustements-écarts dès la prochaine révision des règles MA-RE.

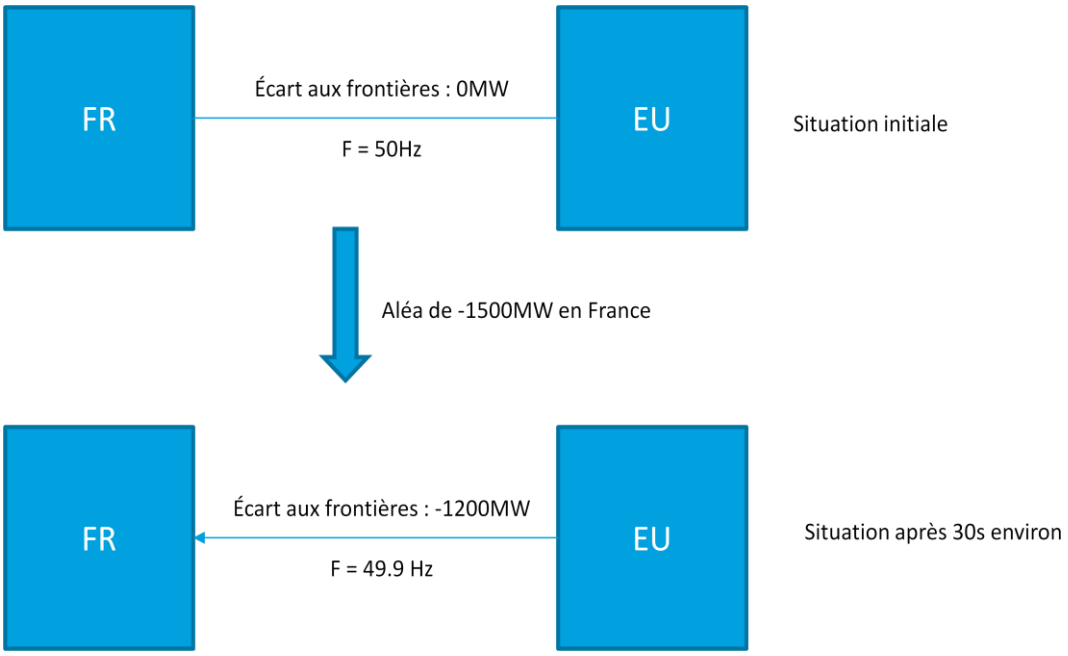
5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages au CAE

5.2.3.1 Rappel concernant les écarts aux frontières

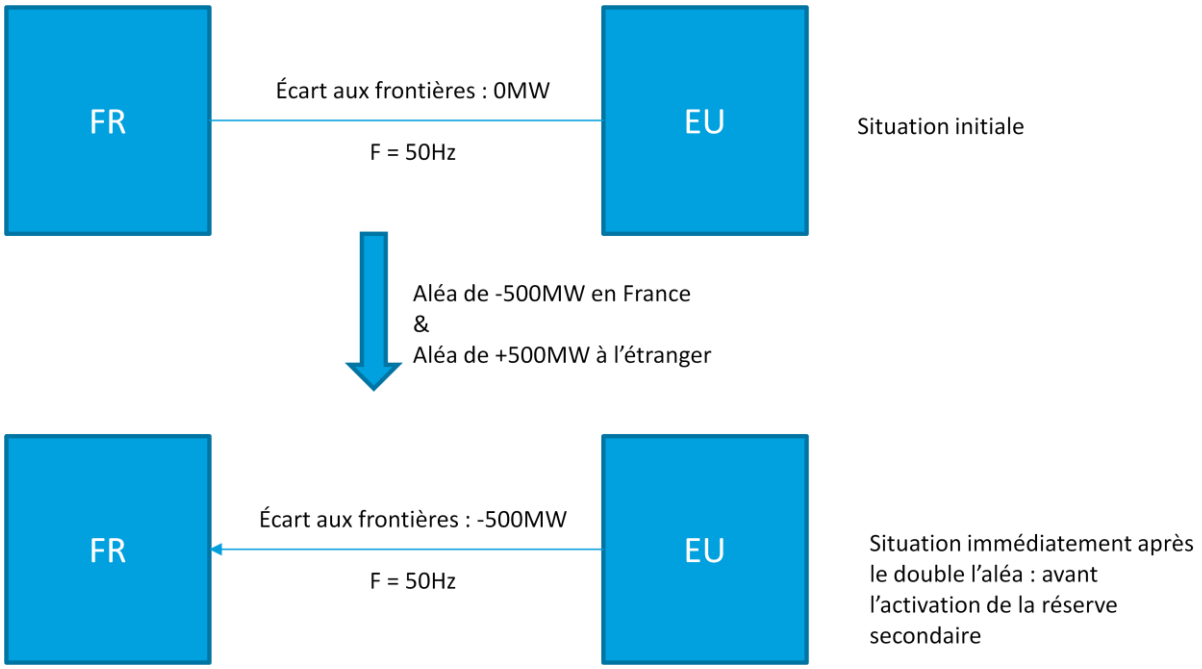
Les écarts aux frontières sont définis comme étant la différence entre les données de comptage mesurées aux interconnexions et les échanges programmés aux interconnexions. Pour les frontières synchrones (c'est-à-dire toutes les interconnexions sauf l'interconnexion Angleterre-France qui est constituée 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.

[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 en un échange d'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 rattrages 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).

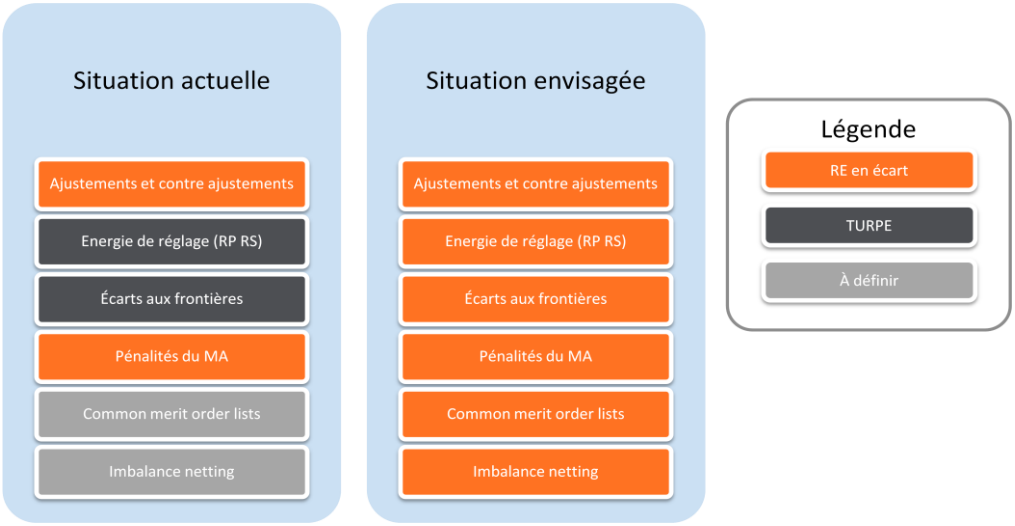
Dans les deux options, les acteurs concernés ne disposent pas de leviers pour la réduction de ces coûts, ce critère ne peut donc pas être retenu pour effectuer un choix. En revanche les responsables d'équilibre semblent plus pertinents que les utilisateurs du réseau pour interagir avec RTE autour du 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.

La déclinaison de cette proposition consisterait à continuer de ne rattacher les écarts aux frontières synchrones 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), mais à rattacher les compensations associées 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 prochaine version des règles MA-RE, déclinée dans le projet de texte objet de la présente consultation.



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 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 J+1 au mieux). 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 est alternative à l'ajustement, à 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 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'ajustements 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

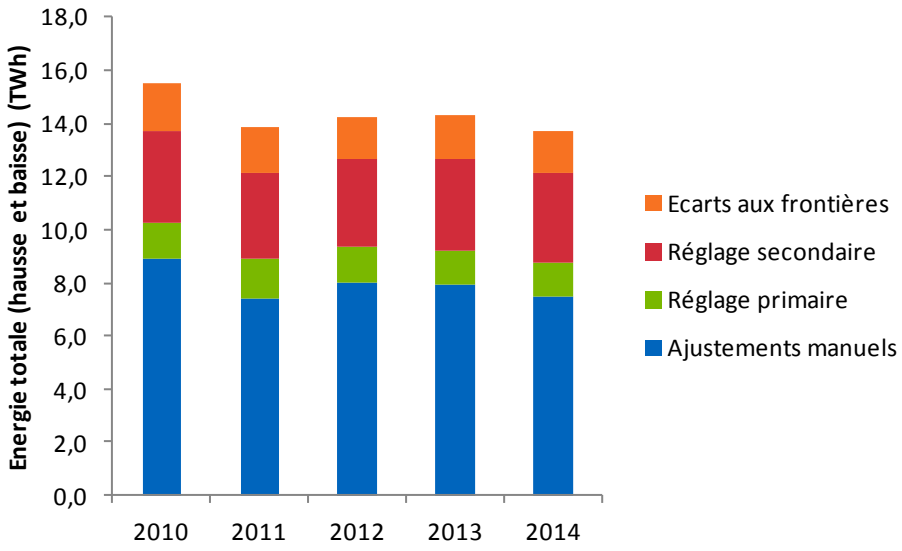
Remarque 2 : les modalités actuellement prévues pour la mise en place des CMOL ne permettent pas de préciser l'origine du besoin (France ou étranger) pour une activation donnée, il n'est donc pas possible de créer une nouvelle cause d'ajustement venant préciser si les ajustements pour motif P=C sont 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 apparait 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 des prochaines règles MA-RE pour que les incitations renvoyées restent cohérentes lors des prix négatifs :

	Tendance Hausse	Tendance Baisse
RE court	$PMP \times (1+\mathrm{k})^{\mathrm{signe(PMP)}}$	$EPEX$
RE long	$EPEX$	$\frac{PMP}{(1+k)^{signe(PMP)}}$

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
RE court	Min(PMP_H * (1-k); PMP_H * (1+k))	Min(PMP_B * (1-k); PMP_B * (1+k))
RE long	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).

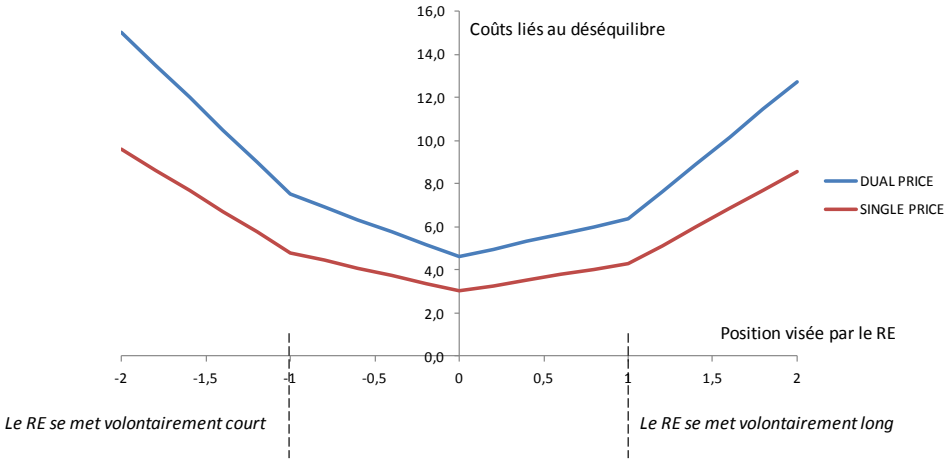
En « single price », un RE statistiquement équilibré est moins pénalisé

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 EPEX.

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.

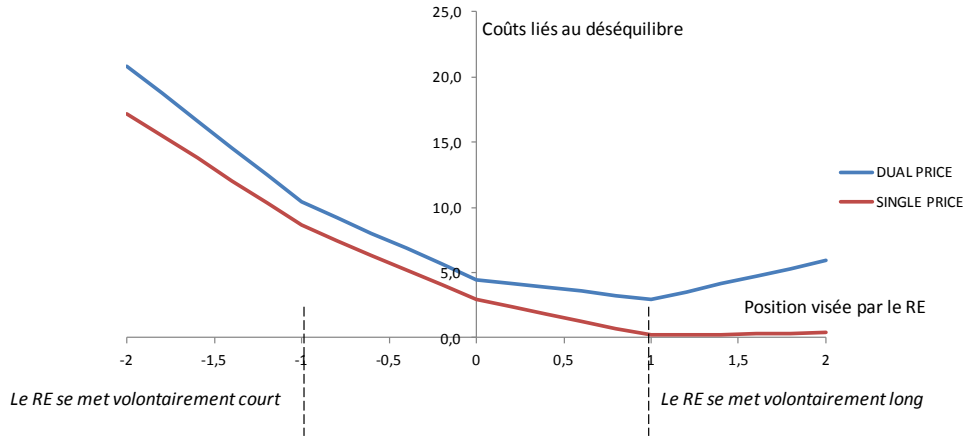


Illustration de la possibilité d'inciter les RE à être long en single price lorsque la probabilité d'une tendance hausse pour le système électrique est élevée et que les coûts d'approvisionnement du RE sont plus faibles que le single price

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 et de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 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

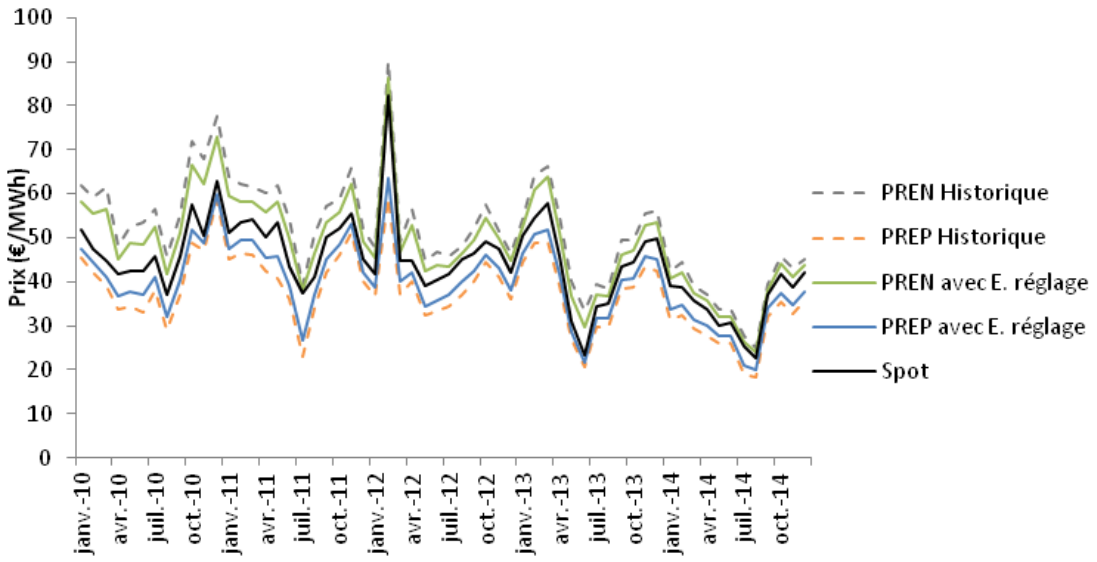
L'intégration de nouveaux flux financiers au CAE, en particulier les flux financiers liés aux énergies de réglages automatiques, nécessite de déterminer une règle de renvoi de ces charges et produits liés à ces flux aux responsables d'équilibre.

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-horaires 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-horaires 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 déterminé 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 sur le 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.

Au cours de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, un acteur de marché s'est prononcé en faveur d'une publication d'un coefficient k prévisionnel dès la mi-décembre de l'année A. RTE tient à souligner que la volatilité du coefficient k est plus élevée à cette échéance.

Question1 :

S'il fallait choisir entre ces deux échéances pour la publication d'un coefficient k prévisionnel (février A+1 ou mi-décembre A), quel serait votre choix ?

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 à 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 SPOT DAY AHEAD) dans le PRE, la différence entre les flux financiers facturés entre GRT et le prix spot (EPEX 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	-66	-55	-10	-7	-4

réglage					
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'ajustements 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.

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 SSY 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

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, les acteurs de marché se sont prononcés en faveur de cette modification. Dès lors, RTE propose de la mettre en œuvre cette modification dès l'entrée en vigueur des règles MA-RE v8.

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.

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 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 Mobilisation et la Durée Minimale d'Utilisation utilisés sont ceux renseignés dans les Conditions d'Utilisation de l'Offre avant la demande de redéclaration. »

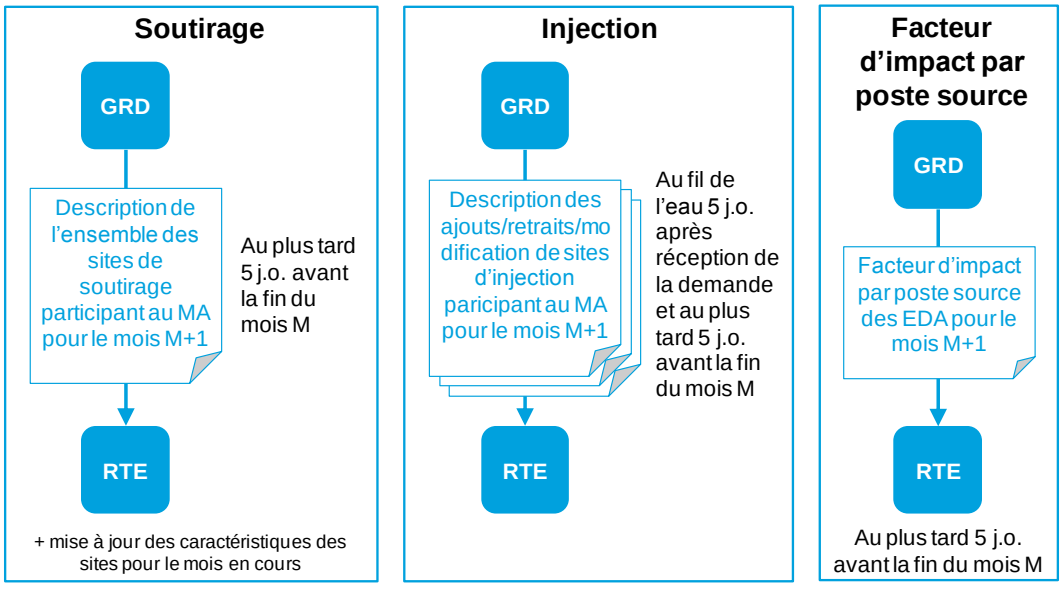
Par ailleurs, il est proposé au même article que, lorsque RTE dispose *ex ante* des estimations de la puissance et de la durée d'appel d'une offre de démarrage, ces estimations soient prises en compte pour l'intégration de ladite offre dans l'interclassement économique. Par défaut, les paramètres P_{min}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

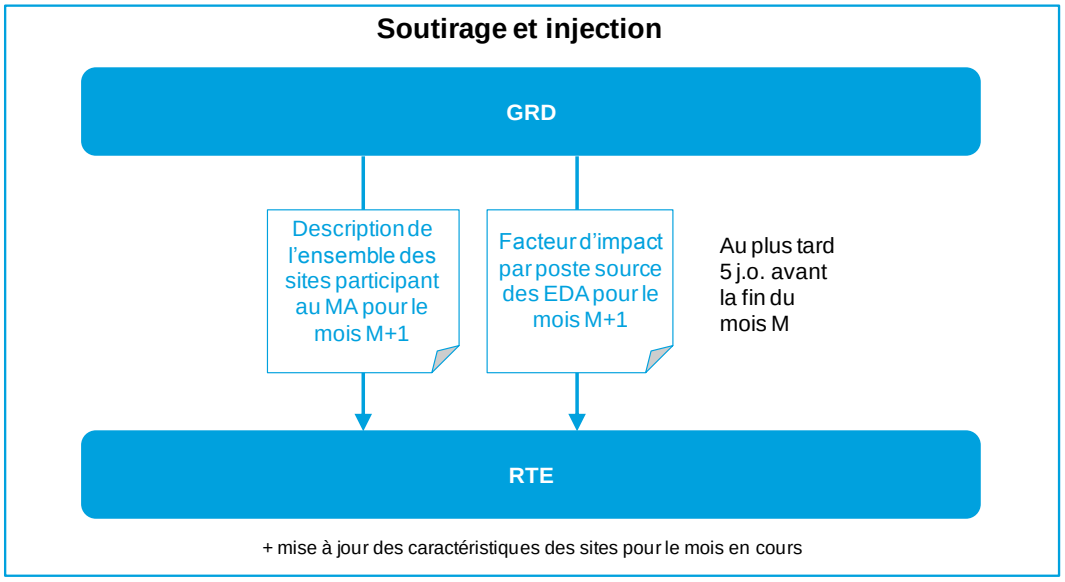
6.2.1 Gestion des périmètres d'ajustement RPD

En application de l'option de délégation prévue a 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 :



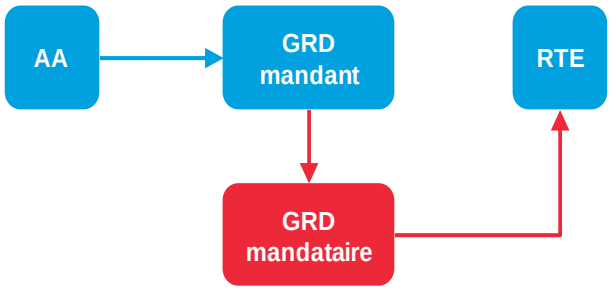
Dans le cadre de l'appel à contributions, ouvert du 15 juillet au 4 septembre 2015, les acteurs de marché se sont prononcés favorablement à cette homogénéisation. Les modalités pratiques d'échange de données entre RTE et les GRD (formats et vecteurs techniques) découlant du schéma ci-dessus devront être 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 ses responsabilités 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 NEBEF et des énergies de réglage

RTE a introduit dans les règles MA-RE soumises à la présente consultation, les évolutions relatives à la version v7.2 des règles RE ainsi que les premiers retours à la consultation concernant la prise en compte des programmes d'effacement, programmes de report et des énergies de réglage primaire et secondaire dans la reconstitution des flux, en cohérence avec les modalités de prise en compte des ajustements approuvées dans la septième version des règles RE.

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 dispositif de reconstitution des flux (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.

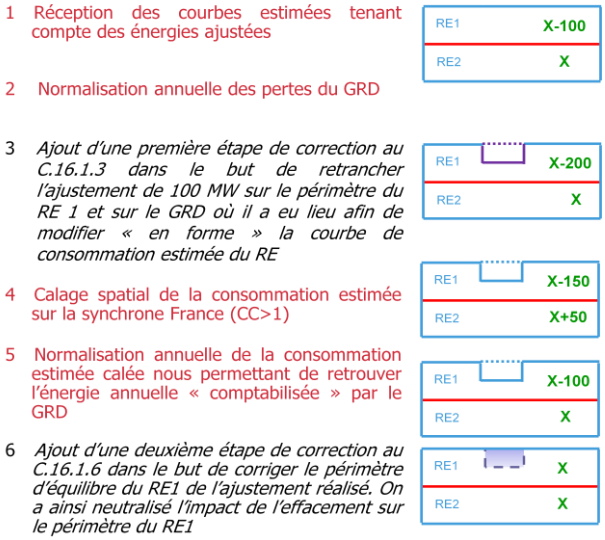
6.4.4.2 Réconciliation temporelle

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 le 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) :



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.