Réseau de transport d'électricité

Evolution des règles relatives au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Rapport d'accompagnement de la consultation
du 15 octobre 2014 au 19 novembre 2014

TABLE DES MATIERES

Table des matières 3

1. Introduction 5

2. Evolutions des modalités de participation au mécanisme d'ajustement 8

2.1 Structure des entités d'ajustement : constantes et nouveautés 8

2.1.1 Maintien de la distinction entre les EDA soutirage et injection 8

2.1.2 Baisse du seuil de puissance pour la participation au mécanisme d'ajustement 9

2.1.3 Identification des caractéristiques des sites participant au mécanisme d'ajustement 9

2.1.4 Agrégation des sites d'injection ou des groupes de production au sein d'une EDA injection 10

2.1.5 Agrégation des sites de soutirage au sein d'une EDA soutirage 11

2.1.6 Structure des entités d'ajustement : synthèse 14

2.2 Gestion des périmètres d'ajustement 14

2.3 Répartition des volumes certifiés pour les processus avals 14

2.3.1 EDA soutirage télérelevée : le principe de répartition repose sur le comportement réel des sites lors de l'ajustement 15

2.3.2 EDA soutirage profilée : le principe de répartition repose sur une clé définie ex ante 17

2.4 Adaptation des règles du mécanisme d'ajustement au nouveau cadre législatif et règlementaire 18

2.4.1 Reconnaissance des opérateurs d'effacement 18

2.4.2 Versement dû par l'opérateur d'effacement 18

2.4.3 Information et transparence 22

2.5 Informatisation des ordres d'ajustement 23

2.6 Contrôle du réalisé des EDA soutirage 24

2.6.1 Données utilisées pour le contrôle de réalisé 24

2.6.2 Méthode applicable à toutes les EDA soutirage 25

2.6.3 Traitement des effacements concomitants MA/NEBEF sur un même site 25

2.6.4 Prise en compte des volumes réalisés dans le cadre de la participation aux services système 26

2.7 Modalités de rémunération des ajustements 26

2.8 Ajustement à la baisse sur des sites de soutirage 27

3. Evolutions des modalités du dispositif de responsable d'équilibre 29

3.1 Responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre 29

3.1.1 Contexte 29

3.1.2 Evolutions proposées 30

3.2 Sécurisation financière du dispositif RE 35

3.2.1 Exposé des motifs 35

3.2.2 Modalités de sécurisation financière en vigueur 36

3.2.3 Evolutions proposées 38

3.3 Modalités de calcul des écarts des responsables d'équilibre 42

3.3.1 Prise en compte des effacements de consommation réalisés sur des sites de soutirage dans la reconstitution des flux 42

3.4 Rattachement des auxiliaires d'un site de production à un périmètre d'équilibre 44

4. Financement des réservations de capacités sur le mécanisme d'ajustement 46

4.1 Contexte 46

4.2 Calcul des injections et soutirages physiques 46

4.3 Intégration de certains coûts de contractualisation 47

Annexe 1. Etude des modalités de financement des capacités d'effacement et des réserves rapide et complémentaire par la communauté des responsables d'équilibre 49

1.1 Contexte et introduction 49

1.2 Bases juridiques 49

1.2.1 Bases législatives 49
1.2.2 Bases réglementaires 50
1.3 Cadre général de l'étude 51
1.3.1 Les modalités possibles de financement 51
1.3.2 Les paradigmes possibles 51
1.4 Le financement des réserves rapide et complémentaire 52
1.5 Rappel sur la gestion de la fréquence au niveau européen 52
1.5.1 Les origines de l'activation des réserves rapide et complémentaire 52
1.6 Le financement des capacités d'effacement 54
1.7 Synthèse 55

1. INTRODUCTION

Le présent rapport d'accompagnement expose les évolutions des règles du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre qui font l'objet de la consultation ouverte par RTE. Ces évolutions, parmi les plus structurantes depuis la création des deux dispositifs susmentionnés, intègrent d'une part les résultats des concertations menées depuis plusieurs années avec les acteurs de marché dans le cadre de la Commission accès au marché (CAM) et d'autre part le cadre législatif et réglementaire en vigueur pour la valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité et sur le mécanisme d'ajustement.

Les concertations menées dans le cadre de la CAM conduisent à proposer de :

- renforcer la souplesse de constitution des entités d'ajustement. Pour remplir cet objectif, plusieurs moyens ont été discutés afin de lever les modalités les plus contraignantes pour la valorisation des capacités sur le mécanisme d'ajustement :
    - l'agrégation de sites ayant des caractéristiques hétérogènes (sites de soutirage ou d'injection, appartenance à des responsables d'équilibre différents, raccordement à des réseaux gérés par différents gestionnaires de réseau) ;
    - la participation simultanée d'un site à plusieurs mécanismes de marché ;
    - l'appartenance d'un même site à plusieurs capacités d'ajustement ;
    - la baisse du seuil de puissance pour la participation au mécanisme d'ajustement (aujourd'hui fixé à 10 MW).
- faire évoluer les modalités de participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées aux réseaux public de distribution (RPD). Concernant le mécanisme d'ajustement, il s'agit notamment de préciser, pour lesdites capacités :
    - les conditions d'accès au mécanisme d'ajustement ;
    - les modalités de gestion des périmètres ;
    - les données utilisées pour la certification des ajustements ;
    - les échanges d'informations entre les gestionnaires de réseau pour les besoins liés à la gestion des flux électriques sur le réseau ;
    - les impacts des ajustements sur le réseau ;
    - les limitations éventuelles des activations liées à la gestion des flux et le traitement économique associé.
- préciser la responsabilité des acteurs relative au traitement des erreurs dans le processus de reconstitution des flux du dispositif de responsable d'équilibre ;
- sécuriser davantage les flux financiers liés aux écarts des responsables d'équilibre.

Parallèlement aux concertations menées dans le cadre de la CAM, un nouveau cadre législatif et réglementaire a été établi pour encadrer la participation des effacements de consommation aux marchés de l'électricité et au mécanisme d'ajustement. Ce cadre est constitué des articles L.271-1 et L.123-1 du Code de l'énergie, issus de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 (dite « loi Brottes »), et du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité (ci-après « décret effacement »). Le décret effacement définit l'effacement de consommation, précise l'existence d'un versement entre les opérateurs d'effacement et les fournisseurs des sites de soutirage effacés et prévoit l'attribution d'une prime, encadrée par un arrêté à paraître, aux opérateurs d'effacement pour les effacements réalisés. Les modalités de participation des sites de soutirage au mécanisme d'ajustement nécessitent donc d'être adaptées en déclinaison du cadre législatif et réglementaire. Les règles du mécanisme d'ajustement, tributaires du cadre législatif et réglementaire en vigueur lors de leur mise en consultation, doivent donc notamment définir :

- les modalités de reconnaissance des capacités techniques des opérateurs d'effacement à réaliser des effacements de consommation ;
- la possibilité pour les opérateurs d'effacement de valoriser des effacements de consommation sur le mécanisme d'ajustement sans l'accord du responsable d'équilibre des sites concernés ;
- les données utilisées pour la certification des effacements réalisés ;
- les modalités de certification des volumes d'effacement réalisés ;
- les modalités de traitements associés au volume certifié pour les effacements afin de permettre une agrégation au sein d'une entité d'ajustement composée de sites de soutirage dont les caractéristiques sont hétérogènes ;
- la prise en compte des effacements dans le calcul des écarts des responsables d'équilibre ;
- les modalités du versement dû aux fournisseurs des sites de soutirage effacés et reflétant la part énergie du prix de fourniture desdits sites ;
- les modalités pour l'identification des volumes d'effacement éligibles au versement d'une prime. Le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacements pourra dépendre des caractéristiques techniques et économiques des effacements. Ces éléments doivent être précisés par un arrêté prévu par le décret effacement.

Les évolutions proposées permettront la participation au mécanisme d'ajustement de l'ensemble des sites de consommation. Cela pourrait conduire à l'arrêt des règles transitoires de mise en œuvre de l'expérimentation ajustements diffus approuvées par la CRE le 4 décembre 2007 et prolongées par délibérations de la CRE le 18 juin 2009 puis le 28 octobre 2010 *« dans l'attente règles pérennes de mise en œuvre des ajustements par effacement diffus »*. Les évolutions susmentionnées ont un impact sur l'ensemble des sections 1 (mécanisme d'ajustement), 2 (dispositif de responsable d'équilibre), et 3 (service d'échange de blocs) des règles du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre et ont amené RTE à proposer une reformulation complète de la section 1.

Avertissement

La proposition de règles à laquelle ce document est annexé est fondée sur le cadre législatif et réglementaire en vigueur le 15 octobre 2014, date de l'ouverture de la consultation publique sur le texte.

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale, a adopté en première lecture et en séance publique le projet de loi relatif à la transition énergétique pour une croissance verte. Le projet de loi comprend de nouvelles dispositions (article 46 bis) qui amendent les articles L. 271-1 et L. 321-15-1 du code de l'énergie. Cette évolution législative conduirait, si elle est définitivement consacrée à l'issue de la discussion parlementaire, à modifier différentes caractéristiques du régime de régulation des effacements de consommation instauré par la loi Brottes du 15 avril 2013, et affecteront notamment les règles relatives au mécanisme d'ajustement. Les conséquences associées devront être instruites lors de la suite de la concertation.

2. EVOLUTIONS DES MODALITES DE PARTICIPATION AU MECANISME D'AJUSTEMENT

Tant les concertations menées dans le cadre de la CAM que le cadre législatif et réglementaire en vigueur lors de la présente mise en consultation des règles nécessitent de faire évoluer les modalités de participation au mécanisme d'ajustement.

La présente partie détaille :

- les conséquences de ces aménagements sur :
    - la structure des entités d'ajustement ;
    - les modalités de répartition des ajustements à une maille différente de celle des entités d'ajustement ;
    - le contrôle du réalisé des offres d'ajustement soumises à partir des entités d'ajustement composées de sites de soutirage ;
    - la rémunération des ajustements.
- les nouveaux concepts afférents au cadre réglementaire et législatif en vigueur ;
- les nouvelles modalités résultant des concertations menées dans le cadre de la CAM :
    - informatisation des ordres d'ajustement ;
    - baisse du seuil de puissance pour la participation au mécanisme d'ajustement ;
    - ajustements à la baisse sur les sites de soutirage.

2.1 Structure des entités d'ajustement : constantes et nouveautés

2.1.1 Maintien de la distinction entre les EDA soutirage et injection

Les modalités de participation au mécanisme d'ajustement diffèrent significativement entre les sites de soutirage et les sites d'injection :

- la loi ne définit pas les mêmes obligations et régimes applicables ;
- les méthodes de contrôles de réalisé appliquées sont différentes.

RTE propose donc de reconduire les modalités actuelles d'agrégation en fonction de la nature du site : les sites peuvent être agrégés entre eux uniquement s'ils sont de même nature. Il en découle deux catégories d'EDA :

- les EDA constituées de sites d'injection, dites EDA Injection ;
- les EDA constituées de sites de soutirage, dites EDA Soutirage.

2.1.2 Baisse du seuil de puissance pour la participation au mécanisme d'ajustement

Les participants au groupe de travail de la CAM « Souplesse des EDA », ont identifié l'abaissement du seuil de participation au mécanisme d'ajustement comme une évolution à instruire de manière prioritaire. L'abaissement du seuil de participation à 1 MW nécessite préalablement de modifier les modalités de transmission des ordres d'ajustement, les ajustements étant à l'heure actuelle sollicités par téléphone. Les perspectives d'évolution des modalités de transmission sont détaillées au § 2.5 et amènent RTE à proposer d'ouvrir la participation aux capacités de 1 MW selon un calendrier composé de trois phases :

1. Début d'expérimentation (à partir du 1er avril 2015)

Cette phase consiste en l'ouverture de la participation à cinq capacités supérieures ou égales à 1 MW et inférieures à 10 MW, sous conditions qu'elle propose un délai de mobilisation (DMO) strictement supérieur à 30 minutes. Ces conditions permettront à RTE d'activer ces capacités selon les mêmes règles que les capacités actuellement proposées sur le mécanisme d'ajustement.

2. Elargissement de l'expérimentation et apprentissage (octobre 2015)

En octobre 2015, et avec le fonctionnement opérationnel de TAO, RTE proposera un élargissement des possibilités de participation au mécanisme d'ajustement des capacités inférieures à 10MW, pouvant consister en une augmentation du nombre de capacités pouvant proposer 1 MW.

En fonction du nombre de ces capacités, RTE pourra limiter à 100 MW la puissance activée sur une même plage temporelle dans certaines situations, notamment en cas de mise en place d'un processus de gestion plus automatique de l'appel de ces capacités, ou de l'apparition de contraintes relatives à l'observabilité de ces capacités.

3. Intégration totale (2016/2017).

Suite aux retours d'expérience des phases 1 et 2, RTE définira en concertation avec les acteurs d'ajustement, un calendrier permettant une ouverture totale du dispositif aux capacités de 1 MW.

2.1.3 Identification des caractéristiques des sites participant au mécanisme d'ajustement

Jusqu'à présent, la nature du site (injection ou soutirage), son gestionnaire de réseau de raccordement (RTE ou un GRD) ainsi que son responsable d'équilibre étaient des attributs suffisants pour le caractériser et identifier le processus qui lui était applicable dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

Avec l'application du décret effacement de nouvelles caractéristiques sont nécessaires pour différencier les sites de soutirage sur le mécanisme d'ajustement :

- les modalités de traitement dans le cadre de la reconstitution des flux : sites profilés, télérelevés, ou cas particulier des sites raccordés à un gestionnaire de réseau public de distribution appliquant des modalités simplifiées pour la reconstitution des flux conformément à l'annexe D.3 de la section 2 des règles MA-RE ;
- le fournisseur du site ;

- le modèle de versement au fournisseur : modèle régulé et dans ce cas le barème forfaitaire déterminant le niveau de versement au fournisseur, modèle corrigé avec une correction des courbes de charges, modèle contractuel avec un accord bilatéral entre le fournisseur et acteur d'ajustement régissant les dispositions liées au versement ;
- la catégorie de l'effacement pour l'évaluation des volumes éligibles à la prime dont le principe est défini par le décret effacement.

2.1.4 Agrégation des sites d'injection ou des groupes de production au sein d'une EDA injection

RTE propose d'appliquer les modalités suivantes pour agréger, au sein d'une même EDA injection, des groupes de production ou des sites d'injection :

- les groupes de production doivent tous être rattachés au même responsable d'équilibre,
- les sites d'injection doivent soit tous être raccordés au réseau public de transport, soit tous être raccordés au réseau public de distribution,
- les sites d'injection raccordés sur le réseau public de transport doivent respecter certaines conditions d'agrégation.

2.1.4.1 Rattachement des groupes de production au même responsable d'équilibre

Le rattachement au même responsable d'équilibre des groupes de production valorisés au sein d'une même EDA (modalité actuellement en vigueur) n'apparait pas comme une limitation pour la valorisation des flexibilités sur le mécanisme d'ajustement. Dès lors, RTE propose de reconduire cette disposition qui simplifie les modalités de prise en compte des volumes ajustés dans le processus de calcul des écarts.

2.1.4.2 Raccordement des sites d'injection au réseau public de transport ou (exclusif) au réseau public de distribution

Les groupes de production raccordés au RPT sont soumis aux obligations définies par l'article L 321-13 du Code de l'énergie qui dispose que *« la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. »*

Les groupes de production raccordés au réseau public de distribution ne sont pas soumis à ces obligations.

Dès lors, sans évolution des modalités de présentation des offres visant à permettre l'identification de la puissance offerte par les sites raccordés sur le RPD et celle offerte par les sites raccordés sur le RPT, l'agrégation de sites de production raccordés au RPT et au RPD ne permettrait pas de s'assurer que les sites de production raccordés au RPT mettent effectivement à disposition la totalité de la puissance techniquement disponible. La mise en œuvre du Code Balancing sera l'occasion d'interroger la formulation des offres d'ajustement afin qu'il soit possible d'agréger, dans une même entité d'ajustement, des sites d'injection raccordés au RPT avec des sites d'injection raccordés au RPD. Aussi afin d'éviter une modification transitoire des modalités de formulation des offres, RTE propose de reconduire la séparation des sites d'injection raccordés au RPT de ceux raccordés au RPD.

2.1.4.3 Conditions d'agrégation des sites d'injection raccordés au réseau public de transport

Les règles MA-RE actuellement en vigueur prévoient que les EDA constituées de groupes de production raccordés au RPT soient constituées de groupes de production tous situés sur un même site.

L'agrégation de groupes de productions localisés sur des sites distincts est possible après obtention par l'acteur d'ajustement d'une autorisation de RTE.

Dans le cadre du groupe de travail de la CAM « Souplesse des EDA », certains acteurs ont indiqué à RTE que cette disposition, couplée à la nécessité d'atteindre une puissance de 10 MW, pouvait exclure certains groupes de production en décompte et dont le site de tête est raccordé sur le réseau public de transport.

RTE propose que les EDA injection RPT puissent être constituées de groupes localisés sur des sites différents lorsque :

- la puissance maximale de chaque entité de programmation (regroupement d'un ou de plusieurs groupes de production), sauf une, est inférieure à 12 MW ;
- la somme des puissances maximales des groupes de production n'excède pas 100 MW ;
- chaque groupe constituant l'EDA reste une entité de programmation.

Pour des raisons liées à l'évolution du système d'information, ces modalités d'agrégation ne pourront être proposées qu'à partir d'une date qui sera définie ultérieurement. Sous réserve des contraintes qui pourraient intervenir, RTE pourrait proposer cette évolution pour fin 2015.

La valeur proposée de 12 MW correspond à la puissance maximale (hors dérogation) définie à l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique (NOR: DEVE0808815A), et correspond à la puissance maximale pour le raccordement d'une installation de production au niveau de tension HTA.

RTE propose d'ouvrir les possibilités d'agrégation jusqu'à 100 MW sans demande préalable à RTE et considère qu'à partir de ce seuil, il convient d'analyser les conséquences sur le RPT avant la création de l'EDA.

2.1.5 Agrégation des sites de soutirage au sein d'une EDA soutirage

La définition des modalités d'agrégation des sites de soutirage au sein d'une EDA soutirage est fortement liée aux données nécessaires pour les processus avals.

Historiquement, seul le processus de reconstitution des flux imposait que le volume réalisé lors des ajustements puisse être réparti par périmètre de responsable d'équilibre. Pour satisfaire cette exigence, les sites agrégés au sein d'une même EDA avaient l'obligation de disposer de caractéristiques homogènes vis-à-vis du traitement de reconstitution des flux et devaient donc :

- tous être télérelevés (sauf dans le cas de la participation aux règles expérimentales de 2007 relatives à l'ajustement diffus) ;

- tous être raccordés sur le RPT ou tous être raccordés sur le RPD, du fait d'une méthodologie différente de prise en compte dans le processus de reconstitution des flux (consommation dite « ajustée »[1] ou ajout d'un bloc d'énergie dans le périmètre des soutirages de RE) dépendant du raccordement du site ;
- tous être rattachés au même responsable d'équilibre.

Ces modalités permettent de déterminer simplement les volumes nécessaires au processus de reconstitution des flux dans la mesure où le volume réalisé par l'EDA lors d'un ajustement peut être utilisé directement dans le processus de reconstitution des flux.

Les travaux du groupe de travail de la CAM « Souplesse des EDA » réalisés en 2012 et 2013 ont permis d'identifier le besoin de lever ces conditions d'agrégation lorsque cela est réalisable : d'une part elles rendent plus difficile l'accès de certaines capacités au mécanisme d'ajustement du fait de la nécessité d'atteindre un seuil de puissance minimal pour participer au mécanisme d'ajustement ; d'autres part elles limitent la concurrence possible entre les acteurs de marché : pour capter un site de consommation d'un RE[A] n'atteignant pas seul le seuil de participation au mécanisme d'ajustement, un acteur d'ajustement doit déjà disposer de capacités de ce RE[A] dans son portefeuille.

La mise en conformité des règles MA-RE avec le cadre législatif et réglementaire en vigueur lors de la présente mise en consultation nécessite, pour chaque ajustement réalisé, de déterminer également :

- les volumes réalisés par les sites de soutirage d'un fournisseur, par barème forfaitaire, pour la détermination du montant du versement dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs concernés ;
- les volumes réalisés par catégorie d'effacement pour la détermination de la prime attribuée aux opérateurs d'effacement.

Maintenir les principes utilisés jusqu'à présent, c'est-à-dire imposer des conditions d'agrégation compatibles avec l'utilisation directe du volume certifié à la maille de l'EDA pour tous les processus avals (reconstitution des flux, versement fournisseur et détermination de la prime attribuée aux opérateurs d'effacement), nécessiterait que les EDA soient constituées de sites :

- tous rattachés au même RE,
- utilisant tous le même modèle pour le versement,
- ayant le même traitement dans le processus de reconstitution des flux,
- ayant tous le même fournisseur,
- ayant tous le même barème forfaitaire ou étant seul dans l'EDA si le versement est effectué indirectement via la correction de la courbe de charge du site,
- tous de la même catégorie d'effacement.

Les possibilités d'agrégation seraient alors fortement restreintes avec les dispositions actuellement en vigueur.

[1] Dans ce cas, une clé de répartition était demandée pour répartir les volumes de l'EDA entre chaque site de l'EDA.

La cible visée par RTE est de permettre d'agréger des sites indépendamment de leurs caractéristiques. Cet objectif est partagé par la CRE et l'Autorité de la concurrence dans tous leurs avis récents. Pour autant, il est aujourd'hui trop tôt pour que RTE et les GRD concernés gèrent une telle complexité. La proposition de RTE, contenue dans le projet de règles MA-RE soumis à la présente consultation, est donc plus modeste et résulte des travaux réalisés lors de la concertation des règles MA-RE et NEBEF.

RTE propose d'appliquer une répartition des volumes certifiés selon des méthodes différentes en fonction de la composition de l'EDA :

- pour les EDA composées de sites de soutirage télérelevés, le principe de répartition des volumes certifiés (détaillé au §2.3.1) tient compte du comportement mesuré des sites composant l'EDA ;
- pour les EDA composées des sites de soutirage profilés, le principe de répartition des volumes certifiés (détaillé au §2.3.2) est basé sur une clé de répartition fixée en fonction des caractéristiques techniques des sites composant l'EDA.

Cette différence de traitement pour les processus avals (reconstitution des flux, versement fournisseur, calcul des volumes pour la prime attribuée aux opérateurs d'effacement) nécessite que les EDA soient constituées de sites homogènes vis-à-vis de la méthode de traitement dans le cadre de la reconstitution des flux.

Deux sous-catégories d'EDA soutirage découlent donc de cette différence de traitement :

- les EDA soutirage télérelevées, constituées de sites de soutirage télérelevés ;
- les EDA soutirage profilées, constituées de sites de soutirage profilés.

2.1.5.1 Cas particulier des sites de soutirage télérelevés de puissance souscrite inférieure à 250 kW

Pour un site de soutirage dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et disposant d'un contrat unique ou d'un contrat intégré, la méthode de traitement appliquée dans le cadre de la reconstitution des flux dépend du choix du fournisseur.

L'activité d'un acteur d'ajustement opérant sur ce type de sites est donc soumise aux évolutions des choix du fournisseur concernant la méthode de reconstitution des flux pour les sites valorisés par l'acteur d'ajustement : un site de soutirage profilé valorisé au sein d'une EDA devrait être exclu de cette EDA lorsque le fournisseur choisit de faire télérelever le site.

Pour lever l'incertitude concernant les possibilités d'agrégation pour ces sites, RTE propose que les EDA soutirage profilées puissent être composées de sites de soutirage télérelevés dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW. Exceptionnellement, la méthodologie appliquée sur ces sites en vue du calcul des volumes aux périmètres pertinents pour les processus avals est celle appliquée à l'ensemble des sites de l'EDA (calcul d'une clé de répartition fixe et ne dépendant pas du comportement instantané du site de consommation). Dès que tous les sites d'une EDA sont télérelevés, l'EDA est une EDA soutirage télérelevée et la méthode de répartition appliquée par RTE est celle appliquée à toutes les EDA soutirage télérelevées.

RTE considère que cette proposition (i) lève l'incertitude pour les acteurs concernant les agrégations possibles des sites qu'il souhaite valoriser et (ii) que la méthode proposée est acceptable dans la mesure où cette méthode est celle applicable à ce même site lorsque le fournisseur choisit la méthode de profilage pour ce site.

2.1.6 Structure des entités d'ajustement : synthèse

En synthèse, RTE propose de structurer les entités d'ajustement selon deux catégories (injection et soutirage) composées chacune de deux sous-catégories. Le tableau ci-dessous présente les possibilités d'agrégation.

Catégorie d'EDA	Sous-catégorie	Nature des sites composant l'EDA	Contraintes et exceptions d'agrégation
Soutirage	Profilée	Site de soutirage profilé	- Intégration possible de sites de soutirage télérelevés pour lesquels $P_S \leq 250$ kW.
	Télérelevée	Site de soutirage télérelevé	
Injection	RPD	Groupe de production raccordé au RPD	- Les sites appartiennent tous au même RE.
	RPT	Groupe de production raccordé au RPT	- Les sites appartiennent tous au même RE ; - Les groupes de productions sont tous localisés sur le même site, sauf exceptions prévues par les règles.

2.2 Gestion des périmètres d'ajustement

En août 2014, RTE a lancé un appel à contributions portant sur diverses modalités relatives à la participation des effacements au mécanisme NEBEF. Les modalités de gestion des périmètres d'effacement comportant des sites raccordés au RPD ont été abordées à cette occasion. Les acteurs ont indiqué que la gestion décentralisée s'accompagnait de difficultés techniques liée à la multiplicité des guichets et certains ont manifesté leur intérêt pour une gestion centralisée par RTE.

Dans le projet de règles MA mis en consultation, RTE propose de reconduire les modalités de gestion des périmètres mises en place par les règles expérimentales NEBEF.

2.3 Répartition des volumes certifiés pour les processus avals

Les volumes effacés sont évalués et certifiés à la maille de l'EDA dans le cadre du contrôle de réalisé du mécanisme d'ajustement. Or, l'agrégation de sites dont les caractéristiques sont hétérogènes du point de vue du traitement dans le cadre des processus nécessite d'effectuer une répartition des volumes certifiés pour l'EDA pour (i) la prise en compte des ajustements dans le calcul des écarts, (ii) le calcul du versement dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur d'électricité et (iii) le calcul des volumes réalisés par catégorie d'effacement en vue du calcul du montant de la prime prévue par le décret effacement.

Les paragraphes ci-après détaillent les propositions de RTE pour la répartition des volumes certifiés pour les EDA lors du processus de contrôle de réalisé. Ces modalités dépendent de la sous-catégorie de l'EDA Soutirage (télérelevée ou profilée).

2.3.1 EDA soutirage télérelevée : le principe de répartition repose sur le comportement réel des sites lors de l'ajustement

2.3.1.1 Principe

Les sites de soutirage télérelevés peuvent réaliser unitairement des volumes d'effacement conséquents. Les méthodes de répartition du volume réalisé à la maille de l'EDA pour les sous-ensembles pertinents dans le cadre des processus avals doivent donc tenir compte du comportement effectif des sites lors de la réalisation des ajustements.

Ainsi, RTE propose de répartir les volumes d'effacement certifiés au périmètre de l'EDA :

(i) en tenant compte de l'évaluation du volume réalisé à la maille du sous-ensemble en utilisant la méthode de contrôle de réalisé ;

(ii) en réconciliant, par une règle de trois, les volumes évalués pour chaque sous-ensemble avec le volume déterminé au périmètre de l'EDA ; opération rendue nécessaire du fait de la non additivité des méthodes de contrôle de réalisé, conséquence de la neutralisation des comportements opposés au comportement attendu (surconsommation).

Pour répartir un volume réalisé sur un ensemble E de sites en volumes pertinents pour un processus aval, l'ensemble E est réparti en une partition dont chaque sous-ensemble E_i est constitué de tous les sites dont les caractéristiques pertinentes pour le déroulement du processus aval sont identiques. Par exemple, tous les sites en modèle régulé pour le versement et rattachés au RE[A] constituent un sous ensemble pour déterminer le volume à ajouter au soutirage du périmètre du RE[A].

$$V_{processus\ aval}(E_i) = CR(E_i) \times \frac{CR(E)}{\sum_j CR(E_j)}$$

Avec la notation CR() pour la méthode de certification appliquée à l'EDA sur le mécanisme d'ajustement.

Ce principe peut être appliqué à toutes les mailles pertinentes pour le déroulement des différents processus qui découlent de l'activation d'un effacement. Il permet de réconcilier les volumes attribués pour les processus avals et le volume certifié à la maille de l'EDA en corrigeant les potentiels effets de bord liés à la non linéarité des méthodes de contrôle de réalisé.

2.3.1.2 Application

2.3.1.2.1 Correction des périmètres d'équilibre et versement fournisseur

RTE propose le traitement séquentiel suivant pour la répartition des volumes dans le cadre du calcul des écarts et dans le cadre du calcul du montant dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs d'électricité :

1. prise en compte des volumes effacés dans le calcul des écarts, selon les modalités précisées au §3.3.1, par répartition des volumes effacés entre chacun des sites au modèle « courbe de charge corrigé » et chaque sous-ensemble de sites au modèle régulé ou contractuel et tous rattachés au même responsable d'équilibre ;
2. calcul du versement pour un fournisseur F, sur la base du volume réalisé au périmètre des sites au modèle régulé ou contractuel.

Ce séquencement (i) garantit que le volume déterminé à la maille d'un responsable d'équilibre donné correspond au volume sur lequel a été calculé le montant du versement dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs des sites rattachés à ce RE et (ii) limite les effets non linéaires (écrêtement) de l'utilisation des méthodes de contrôle de réalisé pour la répartition du volume certifié à la maille de l'EDA.

2.3.1.2.2 Calcul des volumes par catégorie d'effacement

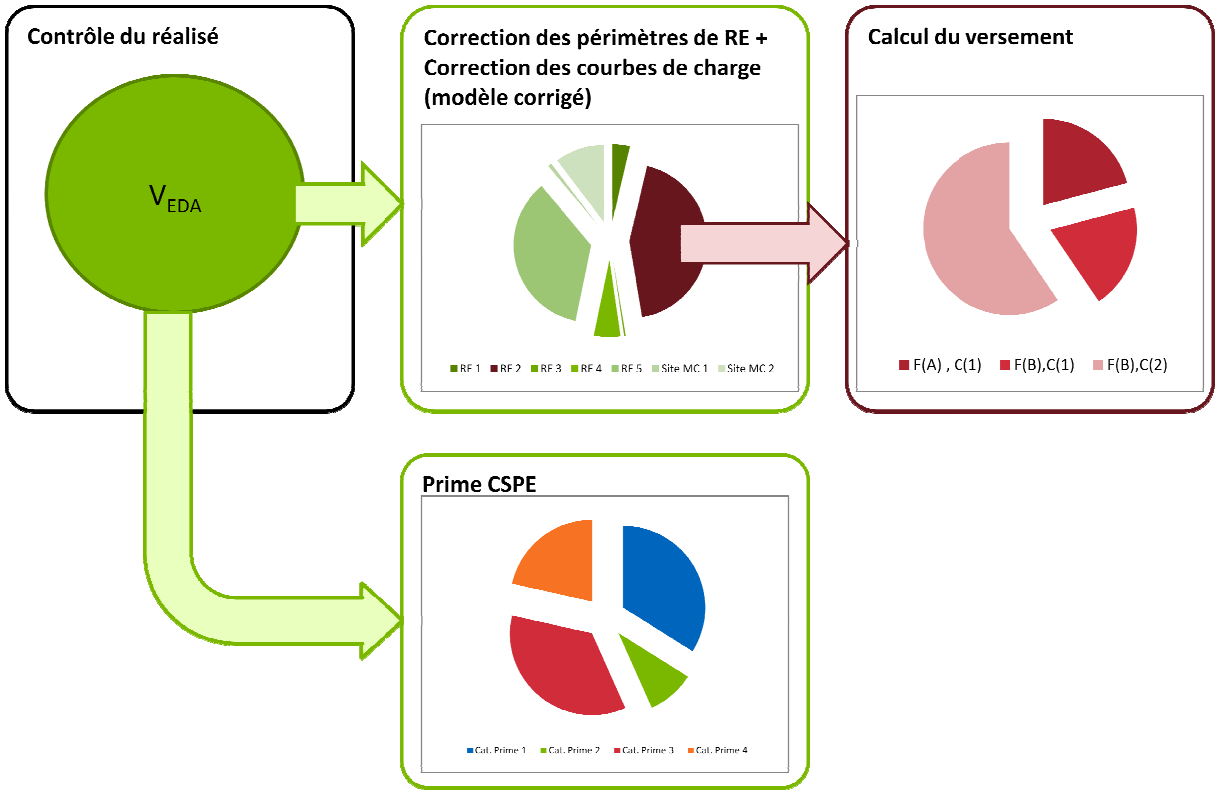
L'article 10 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité prévoit que le montant d'une prime pour les effacements réalisés sur le mécanisme d'ajustement puisse *« varier en fonction de catégories d'effacements fondées sur les caractéristiques techniques des effacements concernés ».*

RTE ne prévoit pas d'intégrer au sein des règles MA-RE la description du processus relatif au versement de la prime dont doivent bénéficier les opérateurs d'effacement.

RTE prévoit néanmoins que les modalités de répartition des volumes effacés par catégorie d'effacement suivent le même principe que les principes appliqués sur les autres processus aval. La détermination des volumes par catégorie d'effacement ne dépendant pas d'autres répartitions effectuées, RTE propose d'appliquer la répartition directement depuis le volume certifié lors du contrôle de réalisé.

2.3.1.2.3 Représentation schématique de la répartition des volumes certifiés proposée par RTE

La schématisation du processus proposé par RTE est présentée ci-dessous.



2.3.2 EDA soutirage profilée : le principe de répartition repose sur une clé définie ex ante

Les EDA soutirage profilées sont constituées de nombreux sites dont la puissance effaçable est faible relativement au seuil de puissance des EDA. Le travail effectué lors de la concertation pour la mise en œuvre du dispositif NEBEF a permis d'élaborer une méthode pour la répartition des volumes pour les processus avals.

Cette méthode, que RTE propose de reprendre pour le projet de règles MA-RE soumis à la présente consultation, repose sur l'application de clés de répartition au volume certifié.

Les clés de répartition sont définies en amont de la réalisation des ajustements en fonction de caractéristiques des sites de soutirage composant l'EDA.

Elles sont réalisées à partir des puissances souscrites des sites et sont communiquées en M-1 pour le mois M par les gestionnaires public de distribution. Trois clés de répartition sont nécessaires :

- une pour la prise en compte des volumes d'énergie imputés aux RE effacés,
- une pour la détermination des versements correspondants aux barèmes forfaitaires,
- une pour la détermination des volumes d'énergie réalisés par catégorie d'effacement.

La méthode proposée ne tient pas compte du comportement réel de chaque sous-ensemble lors des ajustements. Une prise en compte plus précise nécessiterait des données dont RTE ne dispose pas actuellement. Elle reste cependant acceptable compte tenu de la nature et du nombre de sites composant les EDA soutirage profilées. Aucune réconciliation des volumes à répartir n'est cependant nécessaire entre volumes certifiés et volumes attribués pour les processus avals.

Pour répartir un volume réalisé sur un ensemble E de sites en volumes pertinents pour un processus aval, l'ensemble E est réparti en une partition dont chaque sous-ensemble E_i est constitué de tous les sites dont les caractéristiques pertinentes pour le déroulement du processus aval sont identiques.

$$V_{processus\ aval}(E_i) = CR(EDA) \times \frac{\sum_{sites \in E_i} Ps}{\sum_{sites \in EDA} Ps}$$

Un volume est attribué spécifiquement pour le sous-ensemble constitué des sites pour lesquels les GRD appliquent les dispositions simplifiées prévues par l'annexe D.3 de la section 2 des règles MA-RE, et des sites télérelevés rattachés à une EDA soutirage profilée (cf. §2.1.5.1). Ces sites font l'objet d'une correction du périmètre d'équilibre selon des modalités précisées au §3.3.1.3.

2.4 Adaptation des règles du mécanisme d'ajustement au nouveau cadre législatif et règlementaire

2.4.1 Reconnaissance des opérateurs d'effacement

Le décret effacement prévoit que les règles MA-RE définissent des dispositions permettant de reconnaître les capacités techniques des acteurs d'ajustement, opérant sur des sites de soutirage, à réaliser des effacements.

RTE considère que le mécanisme d'ajustement est un dispositif particulier : les ajustements sont activés sur demande de RTE en fonction des besoins d'ajustement qui apparaissent en temps réel ou proche du temps réel. L'effacement sur le mécanisme d'ajustement est donc :

- déclenché par un signal extérieur, par construction, à l'acteur d'ajustement ; et
- sur une plage temporelle dépendant des besoins du système.

Dès lors, il semble difficile de valoriser sur le MA des effacements résultant du comportement naturel du site, qui ne seraient pas liés à une sollicitation de l'opérateur d'effacement suite à la demande d'activation formulée par RTE. La seule application des méthodes de certification devrait permettre d'attester de la bonne réalisation des effacements de consommation, sans nécessité de mettre en place des modalités spécifiques de reconnaissance préalable par RTE.

RTE propose donc que les modalités de reconnaissance pour les opérateurs d'effacement souhaitant participer au mécanisme d'ajustement soient identiques à celles applicables à tout acteur d'ajustement. Les opérateurs d'effacement devront ainsi valider leur capacité à communiquer avec RTE au travers du système d'information mis en place pour le mécanisme d'ajustement. La réalisation de tests informatiques constitue un préalable à la signature de l'accord de participation à la section 1 des règles MA-RE en tant qu'acteur d'ajustement.

Pour autant, dans le cadre de retours d'expérience, RTE s'assurera que le changement de comportement des sites est bien lié à des ordres d'ajustement envoyés par RTE et non à des décisions propres des sites. Dans le cas contraire et sur la base des éléments qui émergeraient, RTE pourrait être amené à proposer la mise en place de dispositions spécifiques et/ou modifier les méthodes de certification applicables.

2.4.2 Versement dû par l'opérateur d'effacement

L'article 8 du décret effacement prévoit trois modèles pour le versement du montant dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur d'électricité :

1. le premier modèle consiste à calculer un montant du versement selon un barème forfaitaire dépendant des caractéristiques des sites et, conformément aux dispositions prévues par l'article 9 du décret effacement, que RTE centralise les flux financiers entre les acteurs d'ajustement et les fournisseurs d'électricité des sites effacés (modèle de versement dénommé dans la suite du document « modèle régulé ») ;
2. le second modèle prévoit que le montant dû aux fournisseurs des sites dont la consommation est effacée soit versé directement par le consommateur final, selon les modalités contractuelles en vigueur entre le consommateur et son fournisseur (dénommé ci-après « modèle corrigé ») ;
3. le troisième et dernier modèle prévoit la possibilité pour l'acteur d'ajustement, de signer un contrat avec le fournisseur d'électricité des sites sur lesquels il réalise des effacements de consommation dans le cadre du mécanisme d'ajustement, cet accord bilatéral définissant les modalités de versement lié à l'effacement (dénommé ci-après « modèle contractuel »).

L'éligibilité des sites aux différents modèles, ainsi que les modalités applicables à chaque modèle sont précisées ci-dessous.

2.4.2.1 Modèle corrigé

L'article 8 du décret effacement prévoit 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 […] »*.

Pour l'application de dispositions prévues par ce régime, RTE propose de corriger la courbe de consommation des sites du volume d'énergie effacée : le fournisseur pourra ainsi facturer l'énergie que le client aurait consommée en l'absence d'effacement. Le volume utilisé pour la correction de la courbe de charge correspond au volume déterminé selon les principes décrits au §2.2.

L'article 8 du décret effacement prévoit que les caractéristiques des sites pour lesquels ce modèle est applicable soient précisées par les règles MA-RE.

Lors de la concertation concernant le mécanisme NEBEF, certains fournisseurs ont souhaité que ce modèle s'applique de manière exclusive à tous les sites raccordés au réseau public de transport. Ils estiment notamment que, pour ces sites dont les contrats de fourniture sont établis de manière spécifique, la part énergie des tarifs de fourniture ne pouvait pas être modélisée de manière satisfaisante par des barèmes forfaitaires. Les fournisseurs ont donc proposé que concernant le versement, seul le modèle corrigé s'applique aux sites raccordés au RPT.

Par ailleurs, les possibilités d'agrégation de sites au sein d'une EDA proposées pour les nouvelles règles MA-RE (cf. §2.1.5) ne tiennent pas compte du modèle de versement applicable aux sites. L'application systématique du modèle corrigé aux sites raccordés au RPT ne retreignant pas les possibilités de valorisation des sites au sein du portefeuille d'un acteur d'ajustement, RTE propose donc, compte tenu des remarques formulées par les fournisseurs sur le haut de portefeuille, que le modèle corrigé soit applicable de manière exclusive à l'ensemble des sites raccordés au RPT.

2.4.2.2 Modèle contractuel

Le décret effacement prévoit également que le fournisseur et l'opérateur d'effacement puissent définir contractuellement les modalités de versement applicables. Dans ce cas, l'opérateur d'effacement et le fournisseur doivent fournir à RTE une attestation d'un accord passé entre eux pour les sites concernés.

Pour les sites pour lesquels ce modèle s'applique, RTE calcule un volume effacé pour l'ensemble de ces sites, mais ne définit pas de montant financier associé à ces volumes.

Par ailleurs, RTE propose que le modèle contractuel s'applique obligatoirement aux sites pour lesquels le fournisseur et l'acteur d'ajustement sont représentés par une même personne morale.

2.4.2.3 Modèle régulé

Le modèle régulé pour le versement est applicable pour l'ensemble des sites de consommation participant au mécanisme d'ajustement et pour lesquels le modèle corrigé et le modèle contractuel ne s'appliquent pas. Dans ce cas, RTE prévoit de centraliser les flux liés au montant dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur, conformément aux dispositions prévues par l'article 9 du décret effacement.

2.4.2.3.1 Définition des barèmes forfaitaires

RTE propose que les barèmes forfaitaires utilisés pour les effacements réalisés dans le cadre du mécanisme d'ajustement soient les mêmes que ceux utilisés pour les effacements réalisés dans le cadre du mécanisme NEBEF. Les règles du mécanisme d'ajustement renverront aux règles NEBEF en vigueur pour la définition des barèmes forfaitaires.

Ainsi, les évolutions des barèmes seront applicables simultanément sur le mécanisme d'ajustement et sur le mécanisme de valorisation des effacements au service du marché.

2.4.2.3.2 Modalités applicables

2.4.2.3.2.1 Centralisation des flux par RTE

Conformément aux dispositions prévues par l'article 9 du décret effacement, les dispositions proposées par RTE permettent la *« centralis[ation] des flux financiers entre opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité »*.

Des modalités compatibles avec les dispositions du décret effacement sont déjà mises en œuvre dans le cadre du dispositif NEBEF. La proposition de RTE concernant le mécanisme d'ajustement reprend très largement les dispositions de NEBEF en les adaptant aux spécificités du mécanisme d'ajustement.

2.4.2.3.2.2 Sécurisation financière

A l'instar des dispositions de sécurisation financière prévues par les règles NEBEF 1.0, RTE propose que le dispositif de sécurisation financière s'appuie sur la réduction des montants à percevoir et la réduction des délais de facturation et de paiement du versement par les opérateurs d'effacement.

2.4.2.3.2.2.1 Réduction des montants à percevoir

Le dispositif de réduction des montants à percevoir proposé par RTE s'appuie la maitrise de l'encours des opérateurs d'effacement.

La maitrise de l'encours des opérateurs d'effacement tient compte des éléments suivants :

- la garantie bancaire (GB) déposée par l'acteur d'ajustement dans le cadre de la garantie des versements,
- les factures émises et non réglées dans le cadre du processus de versement,
- une estimation du montant des versements dus pour les effacements réalisés sur le MA et qui n'ont pas encore fait l'objet d'une facturation,
- les paiements anticipés éventuellement effectués par l'acteur d'ajustement.

Chaque jour, les encours des acteurs d'ajustement doivent être couverts afin de limiter les risques portés par le compte spécifique lié au versement, ce qui impose que la relation suivante soit respectée :

$$Factures_{non\ réglées} + Estimation_{versement} \leq GB + Paiements\ anticipés$$

La valeur proposée pour l'estimation du versement repose sur :

- le volume demandé ($V_{demandé}$) et tracé par RTE lors de l'ordre d'ajustement (et donc éventuellement corrigé des défaillances déclarées en amont du temps réel),
- les capacités maximales d'ajustement des sites (C), déclarées mensuellement par l'acteur d'ajustement,
- les barèmes forfaitaires applicables pour le versement.

Sur un pas demi-horaire, le montant du versement est estimé par la formule suivante en prenant en compte la capacité d'ajustement de chaque site faisant partie de l'entité d'ajustement (EDA) :

$$Montant\ estimé = V_{demandé} \sum_i Barème_i \times \frac{\sum_{site\ j\ au\ barème\ i} C_{site\ j}}{\sum_{\{sites\ \in EDA\}} C_{site\ k}}$$

RTE propose que l'estimation des versements dus par l'opérateur d'effacement soit intégrée dans le calcul des encours des opérateurs d'effacement trois jours après la réalisation des effacements.

D'une part, ce délai de trois jours permet aux opérateurs d'effacement d'opérer sur le mécanisme d'ajustement sans qu'il soit nécessaire de mettre en œuvre une garantie bancaire via le paiement anticipé du versement selon les principes proposés par RTE.

D'autre part, les volumes d'énergie activés sur le mécanisme d'ajustement sont plus faibles que ceux susceptibles d'être valorisés sur les marchés puisque le mécanisme d'ajustement ne vise qu'à compenser les écarts résiduels entre l'offre et la demande globale et à une échéance proche du temps réel.

Pour encadrer le risque résiduel, RTE propose d'appliquer les dispositions prévues par l'article 9 du décret effacement, avec les éléments suivants :

1. une procédure de recouvrement pouvant aller jusqu'à la mise en œuvre de la garantie bancaire,

2. des dispositions permettant d'informer les fournisseurs concernés par un défaut de paiement et la communication, sur demande des fournisseurs concernés, de l'identité des acteurs redevables d'un versement.

RTE propose qu'en cas de défaut de paiement d'un opérateur d'effacement concernant un mois donné, le versement soit effectué aux fournisseurs concernés par l'activité de l'opérateur d'effacement au cours du mois considéré au prorata des sommes versées sur le compte dédié.

2.4.2.3.2.3 Modalités de facturation et délais de paiement

La proposition de RTE consiste à ce que les montants liés au versement soient facturés par RTE aux opérateurs d'effacement, aux mêmes échéances que la finalisation du processus de contrôle de réalisé le vendredi précédent le 20^{e} jour du mois M+1.

Pour ce processus, les délais de paiement prévus sont réduits afin de :

- contribuer à la minimisation des montants à percevoir ;
- permettre de procéder au recouvrement des sommes non réglées à échéance de la facturation avant le versement effectif aux fournisseurs à la fin du mois M+2.

Afin de rendre le processus le plus rapide, RTE propose que la facturation à RTE des versements soit réalisée par RTE pour le compte des fournisseurs via un mandat d'auto-facturation.

2.4.2.3.2.4 Mise à jour des volumes

Les volumes certifiés pour un mois M peuvent faire l'objet d'une mise à jour suite :

- à l'envoi de nouvelles courbes de charge réalisées pour les sites constitutifs des EDA,
- à la contestation par l'acteur d'ajustement du volume certifié par RTE.

Ces mises à jour des volumes sont exceptionnelles. Pour des besoins opérationnels, RTE prévoit que la mise à jour des montants pour un mois donné soit réalisée :

- sur les factures des mois M+3, M+6 et M+12 concernant les factures de l'opérateur d'effacement ;
- sur les factures des mois M+4, M+5 et M+13 concernant les auto-factures réalisées pour le compte du fournisseur.

2.4.3 Information et transparence

2.4.3.1 Information des responsables d'équilibre

Conformément à la loi Brottes et au décret effacement, RTE prévoit que les sites de soutirages puissent participer au mécanisme d'ajustement sans l'accord des responsables d'équilibre auxquels sont rattachés les sites.

Lors des différentes concertations menées par RTE et ayant trait au mécanisme NEBEF ou au mécanisme d'ajustement, les responsables d'équilibre ont indiqué qu'il leur était nécessaire, pour prévoir et résorber les déséquilibres sur leur périmètre, de disposer d'informations concernant les volumes effacés sur le périmètre d'équilibre, dans la mesure où ces volumes sont intégrés à leur périmètre pour le calcul des écarts.

RTE considère que pour équilibrer son périmètre, le responsable d'équilibre doit disposer d'informations agrégées concernant le volume effacé sur les sites rattachés à son périmètre. RTE propose donc de publier aux RE certaines informations selon les modalités décrites ci-dessous.

Ainsi, RTE propose de publier une première information en J+3 sur la base des volumes ajustés demandés par RTE et selon une répartition entre les responsables d'équilibre basée sur les capacités d'ajustement déclarées par les acteurs d'ajustement (ou les puissances souscrites pour les EDA Soutirage Profilées). Une seconde publication sera émise en M+1 après le contrôle de réalisé. Le volume publié aux responsables d'équilibre correspondra alors au volume faisant l'objet d'une prise en compte dans le calcul des écarts du responsable d'équilibre.

En termes de périmètre de publication, RTE prévoit de publier les volumes ajustés par pas demi-horaire sur les sites rattachés au périmètre du responsable d'équilibre, en agrégeant les volumes selon les deux catégories suivantes :

- les volumes relatifs aux ajustements réalisés à partir des sites de soutirages télérelevés, à l'exclusion des sites faisant l'objet d'une correction de leur courbe de charge ;
- les volumes relatifs aux ajustements réalisés à partir de sites de soutirage profilés.

En outre, RTE continue de publier les courbes de charge ajustées des sites de soutirage RPT.

2.4.3.2 Information des fournisseurs d'électricité des sites ajustés

Les fournisseurs d'électricité sont directement concernés par la réalisation d'effacements sur des sites de soutirage qu'ils fournissent. Ils doivent en effet percevoir un versement de la part de l'opérateur d'effacement agissant sur le site. Dès lors, il est nécessaire qu'ils disposent d'informations agrégés concernant les volumes effacés sur les sites qu'ils approvisionnent, en fonction du barème applicables à ces sites.

Pour chaque pas demi-horaire, RTE propose donc de publier les informations suivantes aux fournisseurs d'électricité des sites participant au mécanisme d'ajustement :

- les volumes réalisés par barème forfaitaire pour les sites au modèle régulé ;
- les volumes réalisés par barème forfaitaire et par acteur d'ajustement pour les sites ayant fait l'objet d'un accord entre le fournisseur et l'acteur d'ajustement.

Cette information permet également au fournisseur de comparer les volumes effacés et les volumes mentionnés dans les auto-factures relatives au versement. En cas de défaut de paiement d'un acteur d'ajustement concernant les sommes dues au titre du versement vers le fournisseur d'électricité, la comparaison des volumes permettra à ces derniers d'engager auprès de RTE, les démarches visant la levée de l'anonymat des opérateurs d'effacement en défaut de paiement.

2.5 Informatisation des ordres d'ajustement

RTE considère que les modalités de transmission des ordres d'ajustements doivent évoluer vers une informatisation. Cette informatisation de la transmission des ordres d'ajustement doit notamment permettre :

- de diminuer les contraintes relatives au nombre d'appels pouvant être émis simultanément, ce qui aura une conséquence directe sur le nombre limite de receveurs d'ordre pouvant proposer simultanément des capacités de réserves rapide et complémentaire ;
- d'engager une ouverture du mécanisme d'ajustement aux capacités de puissance supérieure ou égale à 1 MW et inférieure à 10 MW (détaillée au § 2.1.2) ;
- de disposer d'une traçabilité partagée des échanges réalisés en temps réel entre RTE et les acteurs d'ajustement.

Le 28 mars 2014, RTE a lancé une concertation avec les acteurs d'ajustement concernant l'informatisation des ordres d'ajustement. L'objectif de cette concertation a consisté en l'élaboration d'un dispositif technique (le dispositif TAO) permettant la transmission informatique des ordres d'ajustement. Lors d'un appel à contributions au mois de juin 2014 et sur la base d'une proposition initiale de RTE, les acteurs ont pu se prononcer sur les modifications qu'ils souhaitaient voir intégrées au dispositif pour sa mise en œuvre. RTE a pris en compte les réponses des acteurs à cet appel à contributions et a fait évoluer certaines dispositions. Les évolutions apportées permettent une mise en œuvre compatible avec les processus opérationnels des acteurs.

Suite aux réponses des acteurs de marché à l'appel à contributions, RTE a également revu le calendrier de mise en œuvre et celui maintenant proposé par RTE est compatible avec les contraintes de déploiement des dispositifs chez les acteurs d'ajustement. Ce calendrier est le suivant :

1. début janvier 2014, une plateforme de test sera ouverte par RTE afin de permettre aux acteurs de mener des tests d'interface avec RTE (il n'est pas prévu de fermer cette plateforme de test lors des étapes suivantes) ;
2. au 1er avril 2015, RTE prévoit une mise en œuvre opérationnelle du dispositif TAO, parallèlement au fonctionnement actuel du dispositif : cette phase permettra aux acteurs de tester le dispositif de façon opérationnelle, tout en recevant les appels téléphoniques de RTE ;
3. entre le 1er septembre et le 1er octobre 2015, RTE prévoit un basculement généralisé de la transmission des ordres d'ajustement par le dispositif TAO.

La mise en œuvre effective du dispositif TAO sera concomitante à celle du projet de règles MA-RE soumis à la présente consultation. Quelques évolutions mineures des règles MA-RE ont donc été nécessaires pour intégrer ces futures modalités techniques.

2.6 Contrôle du réalisé des EDA soutirage

2.6.1 Données utilisées pour le contrôle de réalisé

Une concertation est actuellement en cours pour définir les modalités de qualification des données provenant des opérateurs d'effacement. Cette concertation est menée dans le cadre du groupe de travail de participation des effacements au service du marché.

Sur le mécanisme d'ajustement, les modalités de transmission des données doivent être définies avec un préavis suffisant pour permettre une évolution.

En attendant de pouvoir mettre en œuvre les conclusions de la concertation sur la qualification, RTE propose de maintenir, de manière transitoire, les dispositions actuellement en vigueur sur le mécanisme d'ajustement :

- pour les sites télérelevés, les données proviennent des gestionnaires de réseau auxquels sont raccordés ces sites ;
- pour les sites profilés, les données proviennent des dispositifs de mesure installés par l'acteur d'ajustement, lorsque ces dispositifs ont fait l'objet d'une qualification.

A la cible et conformément au décret effacement, les données des gestionnaires de réseau seront utilisées dès lors qu'elles disposent des caractéristiques nécessaires au contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement. Les règles prévoient ainsi un basculement sur le nouveau régime issu de la concertation sur les effacements de consommation. Comme précisé à plusieurs reprises, la mise en place sur le mécanisme d'ajustement de dispositions en vigueur dans le cadre de NEBEF pourra être décalée pour des raisons opérationnelles.

2.6.2 Méthode applicable à toutes les EDA soutirage

La proposition de règles prévoient deux méthodes de contrôles du réalisé :

- la méthode utilisée pour les offres implicites est inchangée par rapport aux règles en vigueur (comparaison entre le programme de marche et le programme d'appel y compris les éventuelles rédéclarations) ;
- la méthode du rectangle à simple référence pour les offres explicites formulées à partir d'EDA injection ou soutirage.

Cette extension de la méthode du rectangle à simple référence à l'ensemble des offres explicites formulées à partir d'EDA injection ou soutirage fait suite aux résultats insuffisants de la méthode du trapèze, testée dans le cadre de l'expérimentation ajustements diffus. Les résultats présentés dans le rapport du 18 décembre 2012 montrent que la méthode du trapèze n'est pas adaptée en cas d'ajustements contigus ou lors d'une activation ou désactivation ne correspondant pas à un pas 10' (par exemple pour un ajustement de 16h15 à 15h45).

La méthode du rectangle à simple référence semble adaptée au mécanisme d'ajustement dans la mesure où (i) l'activation est effectuée à l'initiative de RTE, (ii) les ajustements sont majoritairement de courte durée (inférieure à deux heures). Par la suite, si d'autres méthodes s'avéraient plus performantes, notamment celles étudiées dans le cadre du mécanisme NEBEF, la pertinence et l'intérêt de les étendre au mécanisme d'ajustement seront étudiés. Pour autant, les spécificités du mécanisme d'ajustement empêchent une application systématique des méthodes de contrôle du réalisé utilisées dans d'autres mécanismes.

2.6.3 Traitement des effacements concomitants MA/NEBEF sur un même site

Les règles expérimentales NEBEF (article 6.3.3.5) et les règles MA-RE mises en consultation prévoient qu'un site de soutirage puisse appartenir à une EDA et une EDE.

RTE propose que la formulation d'offres d'ajustement sur les pas demi-horaires pour lesquels des NEBEF sont déclarées soit interdite lorsqu'EDA et EDE ont des sites de consommation en commun. Cette possibilité nécessite de déterminer des règles d'attribution des volumes ainsi que la répartition des volumes sous-effacés ou sur-effacés. Des travaux dans le cadre du GT Contrôle du réalisé doivent avoir lieu préalablement à une telle ouverture. Dans l'attente, RTE propose que, lorsque des ajustements sont réalisés sur des EDA ayant en commun des sites avec une EDE et pour laquelle une NEBEF a été déclarée sur le même pas demi-horaire que l'ajustement, le volume considéré comme effacé sur le MA soit nul.

RTE considère cependant, que des effacements peuvent être réalisés sur NEBEF et sur le MA dès que les pas demi-horaires sont différents. Dès lors, les périodes usuellement utilisées pour calculer la courbe de référence peuvent être situées sur une période pour laquelle une NEBEF a été déclarée. Dans ces situations, RTE propose que la prise de référence de l'ajustement soit modifiée et soit prise préalablement à la NEBEF concernée.

2.6.4 Prise en compte des volumes réalisés dans le cadre de la participation aux services système

La participation au réglage de la fréquence est ouverte aux sites de consommation raccordés au réseau public de transport, à titre expérimental, depuis le 1er juillet 2014. RTE propose de tenir compte, pour les sites de consommation, des énergies fournies et absorbées dans le cadre de la participation aux services système, afin de calculer uniquement l'énergie associée à l'ajustement. Les dispositions prévues par RTE consistent à neutraliser la courbe de charge réalisée de l'EDA (et donc la puissance de référence) des énergies fournies et absorbées dans le cadre de la participation au service système :

La prise en compte des services système dans le contrôle du réalisé des sites d'injection n'est pas modifiée par rapport aux règles MA-RE en vigueur.

2.7 Modalités de rémunération des ajustements

Des travaux du groupe de travail de la CAM « Evolution des règles » ont été menés au cours du second semestre 2013 sur la question des modalités de correction des périmètres d'équilibre des RE auxquels sont rattachés les sites ajustés et la rémunération des ajustements.

Les dispositions actuellement en vigueur prévoient que RTE utilise le volume demandé pour la valorisation des ajustements et la correction des périmètres d'équilibre dès que le volume réalisé est supérieur à 80% du volume demandé. Ces dispositions peuvent générer des transferts entre acteurs d'ajustement et RE. Jusqu'au 1er janvier 2014, ces effets étaient traités contractuellement entre les RE et les acteurs d'ajustement. La suppression de l'accord entre responsable d'équilibre et acteur d'ajustement ainsi que la réintégration de la correction des périmètres d'équilibre des RE concernés ont nécessité de revoir les modalités de rémunération des ajustements. Un questionnaire a été soumis aux acteurs sur ce point, sous forme d'un appel à contributions sur le site www.concerte.fr entre le 13 et le 30 septembre 2013.

Ces travaux ont permis d'identifier un besoin d'évolution des modalités de rémunération des ajustements : à la cible les ajustements réalisés par des EDA injection ou soutirage seront valorisés à partir du volume d'ajustement réalisé et avec deux prix : un premier prix appliqué au volume jusqu'à hauteur de l'ajustement demandé par RTE et un second prix pour les volumes réalisés au-delà de l'ajustement demandé. Les modalités de pénalisation en cas de sur ou sous-ajustement pourraient alors être revues par rapport aux règles actuelles.

Les modalités de contrôle du réalisé des EDA injection ne permettent actuellement pas à RTE de proposer la correction des périmètres d'équilibre ou la valorisation des ajustements sur la base des volumes réalisés.

Pour le projet de règles MA-RE soumis à la présente consultation, RTE sera opérationnellement en mesure de valoriser les ajustements effectués sur des EDA soutirage sur la base du volume réalisé, au prix de l'offre d'ajustement et quel que soit le niveau de réalisation de l'ajustement (inférieur ou supérieur au volume d'ajustement demandé).

Dans la mesure où la correction des périmètres d'équilibre et le calcul du montant de versement dépendront du volume effectivement réalisé, RTE propose que la valorisation d'un ordre d'ajustement effectué sur une EDA soutirage soit également basée sur le volume effectivement certifié.

RTE propose de ne pas modifier les conditions de pénalisation en cas d'ajustement défaillant. Cependant, RTE portera une attention particulière aux cas de sur-ajustements réalisés par les EDA soutirage.

2.8 Ajustement à la baisse sur des sites de soutirage

Dans sa délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, la CRE mentionne à deux reprises le sujet des ajustements à la baisse sur les sites de soutirage de consommation :

- (recommandation 35) : *« La CRE est favorable à une évolution législative, comme cela a été fait pour l'effacement, pour définir les modalités économiques permettant de mettre à disposition du système la flexibilité offerte par des modulations temporaires à la hausse de la consommation. Cette modification permettra ainsi de compléter le cadre législatif relatif à la flexibilité de la consommation. »*
- (recommandation 36) : *« La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport d'étudier, pour les situations ne nécessitant pas de renforcement du cadre législatif et réglementaire, les éventuelles évolutions nécessaires pour que la flexibilité apportée par les modulations de la consommation puisse être mise à disposition du système électrique à travers les différents mécanismes (par exemple certains sites télé-relevés sur le mécanisme d'ajustement). »*

Si le cadre législatif actuel ne permet pas de mettre en place des modalités économiques équitables pour les ajustements à la baisse (hausse de consommation par report ou anticipation), il n'interdit pas la réalisation d'ajustements à la baisse à partir de sites de soutirage. RTE propose que pour le projet de règles MA-RE soumis à la présente consultation, l'ensemble des EDA de type soutirage puissent proposer des ajustements à la baisse. En termes de traitement, RTE propose que :

- les responsables d'équilibre des sites télérelevés concernés soient corrigés des ajustements réalisés par l'ajout d'un bloc d'énergie au niveau de leur injection ;
- la prise en compte des ajustements à la baisse pour les sites profilés dans la reconstitution des flux soit réalisée de façon symétrique à la méthode de prise en compte des ajustements à la hausse sur les sites de soutirage profilés ;
- les sites pour lesquels la courbe de charge est corrigée des ajustements à la hausse disposent d'une courbe de charge également corrigée pour les ajustements à la baisse.

En attendant une évolution législative, ces modalités de participation permettront une valorisation possible des ajustements à la baisse par les acteurs d'ajustement.

3. EVOLUTIONS DES MODALITES DU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

3.1 Responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre

3.1.1 Contexte

Le dispositif de responsable d'équilibre nécessite la mise en œuvre de traitements opérationnels lourds et complexes, notamment la collecte de nombreuses données selon des processus hétérogènes, pour l'évaluation des flux financiers liés aux écarts des responsables d'équilibre.

Afin de prendre en compte les réalités opérationnelles et d'éviter autant que faire se peut les situations de contentieux, les règles du dispositif de responsable d'équilibre prévoient :

- des dispositions de mise à jour des données,
- des facturations successives associées à ces mises à jour.

Ces dispositions permettent ainsi, dans un mode de fonctionnement nominal, de prendre en compte le temps nécessaire à la constitution de données qui peuvent être « réputées exactes » sans pour autant retarder la première facturation, ce qui aurait des effets importants sur la trésorerie des acteurs de marché (la première facturation des écarts en M+1 doit permettre de générer l'essentiel des flux financiers entre les responsables d'équilibre) et exposerait la collectivité à des risques financiers supplémentaires (par l'augmentation du risque de contrepartie consécutif d'une augmentation du délai entre la réalisation des écarts et leur règlement financier).

Néanmoins ces dispositions portent nécessairement un terme au-delà duquel les données de la reconstitution des flux ne sont plus mises à jour et RTE ne réactualise plus le calcul des écarts des responsables d'équilibre. Conformément à la loi du 17 juin 2008 portant réforme de la prescription et sans précision dans les règles, les factures restent contestables pendant 5 ans.

Au-delà des termes prévus par les règles du dispositif de responsable d'équilibre, les erreurs résiduelles ne peuvent être traitées entre les parties que de façon amiable par la mise en œuvre d'une transaction ou par un recours en justice d'une des parties (RE ou GRD). Celles-ci induisent potentiellement des risques financiers pour les responsables d'équilibre ou pour les gestionnaires de réseau : risque pour les responsables d'équilibre lésés du fait de l'erreur de ne pas parvenir à un règlement financier, risque pour le gestionnaire de réseau à l'origine de l'erreur d'avoir à compenser financièrement la perte subie par un responsable d'équilibre.

En 2010, RTE avait adressé à la CRE une proposition d'évolution des règles qui proposaient notamment des modalités concernant le traitement des réclamations adressées par les responsables d'équilibre aux gestionnaires de réseau de distribution. Cette évolution n'avait pas été approuvée par la CRE dans sa délibération du 17 juin 2010 portant approbation des règles proposées par RTE relatives au dispositif de responsable d'équilibre et au service d'échange de blocs, les éléments de retour d'expérience ayant été jugés insuffisants.

Cependant, la CRE avait à cette occasion demandé à RTE de mener une concertation sur le traitement des contestations reçues : *« (…) la CRE est consciente des difficultés liées à l'absence de règles encadrant les modalités de traitement des contestations exprimées par les RE sur des éléments ayant servi à leur facturation, lorsqu'elles sont reçues par le GRD au-delà du processus de réconciliation temporelle. En conséquence, la CRE invite les acteurs à poursuivre la concertation sur cette problématique afin d'être en mesure de proposer une solution pour la prochaine version des règles. »*

Suite à la délibération de la CRE du 17 juin 2010, RTE a mené en 2012 une concertation sur la responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre. Les résultats de cette concertation sont intégrés dans la proposition d'évolution des règles du dispositif de responsable d'équilibre faisant l'objet de la consultation. Les sujets abordés en concertation ont concerné les éléments suivants :

- le renforcement des contrôles,
- le traitement des erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées entre la fin du processus des écarts et la réconciliation temporelle,
- le traitement des erreurs après la réconciliation temporelle.

3.1.2 Evolutions proposées

3.1.2.1 Principes généraux de la reconstitution des flux

Le dispositif de responsable d'équilibre est essentiel à l'équilibre offre demande du système électrique. D'une part, il incite les acteurs du système électrique à équilibrer sur leurs périmètres les injections et les soutirages effectués sur le réseau électrique (RPT et RPD) et d'autre part, il assure le financement des coûts d'ajustement mis en œuvre par RTE pour maintenir à tout instant l'équilibre offre demande.

La mise en œuvre de ce dispositif repose sur la responsabilisation de RTE, des GRD et des RE (sur le contrôle) quant à la réalisation des opérations suivantes :

- le comptage des énergies des sites raccordés au réseau public de transport [responsabilité : RTE] ;
- l'agrégation des flux par RE sur le périmètre RPT [responsabilité : RTE] ;
- le comptage des énergies des sites raccordés aux réseaux publics de distribution [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- le profilage (éventuel) des énergies des sites raccordés aux réseaux publics de distribution et disposant de compteurs à index [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- l'estimation des pertes sur les réseaux publics de distribution [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- l'agrégation des flux par RE sur le périmètre RPD [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- le calcul des injections/soutirages par RE sur la base des énergies mesurées sur le RPT et des données envoyées par les GRD [responsabilité : RTE] ;
- le calcul des prix de règlement et la valorisation des écarts [responsabilité : RTE] ;

- la facturation [responsabilité : RTE].

Les règles précisent que chacune des parties est responsable vis-à-vis de l'autre, de l'ensemble des dommages directs et certains à caractère financier ou technique qu'elle lui cause (cf. section 2, § B.4 des règles MA-RE). En particulier, chaque gestionnaire de réseau est responsable vis-à-vis des responsables d'équilibre des conséquences dommageables issues de ses données sur le calcul des écarts et de réconciliation temporelle, lorsque ses données sont manquantes ou erronées.

Comment indiqué supra, les règles prévoient des dispositions de mise à jour des données et des facturations successives associées à ces mises à jour.

La reconstitution des flux se décline en deux étapes correspondant à des processus distincts :

- le calcul des écarts qui se base sur les énergies télérelevées par les gestionnaires de réseau, sur une estimation des pertes sur les réseaux publics de distribution, et sur une estimation des consommations ou productions non télérelevées (estimation par profilage) ; il donne lieu à des compensations financières reposant sur le prix de règlement des écarts dont les modalités de calcul sont définies dans les règles MA-RE ;
- le processus de réconciliation temporelle (RT) qui a pour but de mettre à jour les périmètres d'équilibre des RE après la prise en compte des énergies issues des compteurs à index. La réconciliation temporelle intègre les relèves des compteurs à index, ce qui permet de normaliser les pertes déclarées par les GRD et de les rendre cohérentes en énergie annuelle avec les flux physiques. Les écarts issus de la réconciliation temporelle sont valorisés au prix spot.

Conformément aux règles du dispositif de responsable d'équilibre en vigueur, la dernière redéclaration possible des données pour le calcul des écarts intervient 12 mois après le mois de consommation pour les courbes de charge télérelevées, et 14 à 26 mois (échéance de la réconciliation temporelle) pour les courbes de charge profilées.

3.1.2.2 Sujets abordés en concertation

Suite à la délibération de la CRE du 17 juin 2010, un groupe de travail du CURTE a été ouvert sur le sujet de la responsabilité dans le dispositif de responsable d'équilibre. En plus de la question initialement posée par la CRE, les échanges entre les acteurs ont permis de traiter deux sujets supplémentaires : le renforcement des contrôles et le traitement, entre la fin du processus de calcul des écarts et la réconciliation temporelle, d'erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées.

- <u>Le renforcement des phases de contrôle</u>

L'analyse de situations passées présentant des erreurs montre que certaines erreurs peuvent être détectées par la réalisation de contrôles préalables à l'envoi des données à RTE. Le renforcement des contrôles apparaît comme un levier essentiel et raisonnablement accessible pour fiabiliser le dispositif et ainsi limiter fortement les cas d'erreurs et leurs conséquences financières.

Les règles en vigueur prévoient déjà l'obligation pour les acteurs de réaliser certains contrôles. Cependant seuls les contrôles à effectuer par RTE sont explicitement décrits dans les règles. Des échanges au cours du GT de la CAM « Responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre », il ressort que les contrôles réalisés varient d'un acteur à l'autre.

RTE a donc proposé que les types de contrôle à effectuer par les GRD et les RE, soient inscrits dans les règles du dispositif de responsable d'équilibre, sans pour autant que les règles ne précisent dans le détail les modalités de mise en œuvre de ces contrôles. Même si les pratiques sont différentes entre les acteurs de processus de reconstitution des flux, le fait de décrire des niveaux de contrôle minimaux dans les règles est de nature à sécuriser le processus et à encadrer les risques financiers portés par les acteurs du dispositif.

Au vu des situations d'erreurs analysées, il a été proposé que les types de contrôles suivants soient effectués par les GRD et, pour certains d'entre eux, par les RE :

- cohérence globale des flux au sein d'un GRD entre les courbes des RE et le soutirage global du GRD, notamment pour les GRD ayant recours aux dispositions simplifiées définies à la section 2, B.1.2.3 (désignation d'un « responsable d'équilibre bouclant ») ;
- comparaison des courbes de charge correspondant à la même semaine de consommation et remontées à différentes échéances ;
- comparaison des courbes de charges de différentes semaines de consommation similaire.

RTE considère que l'objectif majeur du renforcement des contrôles est de mieux garantir le bon fonctionnement du dispositif de responsable d'équilibre qui est essentiel au marché de l'électricité. Pour cette raison, RTE propose que les types de contrôle à effectuer soient précisés dans les règles pour tous les acteurs (GRD, RE, RTE) afin de contribuer à la fiabilisation du dispositif. Les principes de responsabilité définis par les règles restent inchangés.

- Le traitement entre la fin du processus de calcul des écarts et la réconciliation temporelle d'erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées

La réconciliation temporelle constitue la dernière étape de reconstitution des flux après le calcul des écarts ; elle a pour but de mettre à jour les périmètres d'équilibre des RE après la prise en compte des énergies issues des compteurs à index. Alors que le calcul des écarts repose sur les énergies télérelevées par les gestionnaires de réseau, une estimation des pertes sur les réseaux publics de distribution, et une estimation des consommations ou productions non télérelevées (estimation par profilage), la réconciliation temporelle intègre les relèves des compteurs à index, ce qui permet de normaliser les pertes déclarées par les gestionnaires de réseau de distribution et de les rendre cohérentes en énergie annuelle avec les flux physiques. Ainsi la séparation entre le calcul des écarts et la réconciliation temporelle a été conçue pour que la réconciliation temporelle n'intègre comme nouvelle information que les énergies mesurées par les compteurs à index (information non encore disponible lors du calcul des écarts).

Alors que le processus de calcul des écarts aboutit à des compensations financières reposant sur le prix de règlement des écarts avec des prix différents pour les écarts négatifs et positifs, les écarts issus de la réconciliation temporelle sont valorisés à un prix unique, le prix spot. Ce processus annuel qui donne lieu à des régularisations financières entre les RE des pertes sur le réseau public de distribution et les RE des sites profilés, est financièrement neutre pour le compte ajustements/écarts.

Ainsi, les règles RE en vigueur prévoient un traitement des erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées par l'intermédiaire de révisions des données, possibles à différentes échéances (M+1, M+3, M+6 et M+12 dernier délai), donnant lieu à un nouveau calcul et une nouvelle facturation des écarts. Au-delà de l'échéance M+12, les règles ne prévoient pas de traitement des erreurs résiduelles. Les gestionnaires de réseau de distribution ont souhaité qu'il soit possible, en cas d'erreur, de modifier ces données télérelevées au moment de la phase de réconciliation temporelle ce qui constitue une rupture importante par rapport à la conception initiale des différentes étapes de la reconstitution des flux

Cette possibilité peut permettre, en cas d'erreur détectée postérieurement à l'échéance M+12, de rétablir plus justement le bilan en énergie des responsable d'équilibre même si l'impact financier de l'erreur n'est pas totalement annulé du fait de la différence de référence de prix entre le processus de calcul des écarts et la réconciliation temporelle.

Cependant, la modalité proposée concernant le traitement des erreurs concernant les courbes de charge télérelevées (via une révision de ces courbes dans la phase de réconciliation temporelle) entraîne un report des obligations (portant sur le GRD) de fiabilité des données télérelevées M+12 sur l'échéance de la réconciliation temporelle.

L'éventuelle perte de fiabilité des données télérelevées en M+12 aurait pour conséquences principales (i) la perte de cohérence entre le coût des ajustements et le règlement des écarts et (ii) l'augmentation du risque financier porté par RTE, du fait de l'allongement du délai entre la réalisation des écarts et leur débouclage financier. Or les erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées en M+12 impacteront le compte « ajustements-écarts » (qui ne sera pas corrigé par la correction des courbes de charge télérelevées en RT). Il est ainsi absolument indispensable qu'un tel traitement, s'il est autorisé, ne s'accompagne pas d'une dégradation de la fiabilité des courbes de charges télérelevées utilisées pour le processus Ecarts. Les révisions de courbes de charge télérelevées au-delà de M+12 doivent demeurer des cas exceptionnels et ne doivent pas pouvoir être considérées comme un mode de fonctionnement nominal. RTE considère donc que cette possibilité ne peut s'ouvrir qu'en étant accompagnée de la mise en place d'éléments permettant de garantir la fiabilité des courbes de charges télérelevées. Cette question est donc étroitement liée à la question des obligations de contrôles.

Afin de maintenir l'incitation à la déclaration, en M+12, de courbes de charge télérelevées fiables par les GRD, il est proposé que la CRE soit informée (par un rapport annuel à l'issue de la réconciliation temporelle) des demandes de correction post-M+12. Ce rapport comporterait les volumes corrigés ainsi que l'identité des GRD à l'origine des demandes.

- Le traitement des erreurs après la réconciliation temporelle

Dans le cadre des règles actuelles, la phase de réconciliation temporelle marque la fin des traitements d'erreurs portant sur les données des gestionnaires de réseau utilisées pour le dispositif de responsable d'équilibre.

En l'absence de dispositif de traitement prévu dans les règles, les contestations d'erreur intervenant postérieurement à la facture de réconciliation temporelle sont traitées, soit de façon amiable entre les parties, soit par un recours en justice.

La mise en place de dispositions dans les règles portant sur le traitement postérieur à la réconciliation temporelle pourrait s'envisager via un mécanisme de « rejeux » analogue à ce qui existe pour le processus Ecarts. Cependant, la mise en place d'un tel mécanisme reviendrait à alourdir (mise en place de nouveaux flux, éditions de nouvelles factures, …) et à allonger la durée d'un processus qui est déjà un des plus longs en Europe.

L'ajout d'éventuels « rejeux » n'évacue aucunement la question des traitements résiduels postérieurs à la dernière facture, émise lors du dernier « rejeu », qui est contestable pendant 5 ans. Deux schémas concernant le traitement résiduel des erreurs sont envisageables :

1) Régime de traitement par RTE des conséquences des erreurs de données du GRD
   RTE porte ici la responsabilité, les coûts et les risques associés au traitement des erreurs causées lors de l'exécution d'une tâche par un autre acteur (un gestionnaire de réseau de distribution). Ce schéma revient à rendre RTE garant de la bonne exécution des différentes tâches du dispositif RE actuellement effectuées par les GRD. Ce schéma n'est donc envisageable qu'à condition que RTE ait les moyens de maîtriser la bonne exécution de ces tâches soit par la réalisation en propre par les services de RTE, soit par la mise en place de prescriptions et de contrôles par RTE sur le GRD lors de l'exécution de ces tâches. Ceci reviendrait à ce que RTE intervienne dans les activités des GRD.
2) Régime de traitement par le GRD des conséquences des erreurs de données du GRD
   Ce mode de traitement laisse aux GRD le soin de traiter les réclamations postérieures à la réconciliation temporelle, lorsque l'erreur provient de leurs services, dans l'exécution des tâches qui leur sont affectées dans les Règles actuelles. Dans ce régime, RTE n'étant pas responsable du traitement des erreurs provenant des services des GRD, RTE n'est pas légitime à avoir un rôle de prescription ou de contrôle sur la façon dont les GRD mettent en œuvre la réalisation de leurs missions dans le cadre du dispositif RE.
   Ce mode de traitement par les GRD est aujourd'hui possible et a déjà été mis en place par le passé. C'est d'ailleurs ce mode de traitement qui est appliqué par RTE dans les cas d'erreurs portant sur les données RPT.

Le premier régime évoqué entraîne un transfert important vers RTE des responsabilités qui sont celles des GRD dans le cadre du dispositif de RE. RTE considère qu'un tel schéma n'est pas souhaitable.

RTE considère que le second régime est adapté et propose une évolution des règles pour encadrer plus précisément ce traitement en donnant des fondements aux GRD pour réclamer au RE « bénéficiaire » de l'erreur les sommes indument perçues et en inscrivant l'obligation pour le RE bénéficiaire de restituer les sommes. Il est proposé que les règles prévoient l'appui de RTE au GRD pour estimer les impacts financiers pour les RE de l'erreur initiale de données.

Afin de protéger les GRD d'un risque financier dépassant potentiellement leur surface financière, la disposition suivante a été proposée : le versement par le GRD des sommes au RE « lésé » est conditionné au versement de ces sommes par le RE « bénéficiaire » au GRD.

3.1.2.3 Cas particulier des erreurs de comptage

EDF a fait parvenir à RTE en juillet 2013 une contribution sur les solutions identifiées par le GT pour le traitement des erreurs de données. EDF propose dans cette contribution que les solutions apportées dans le GT ne s'appliquent pas dans les situations où les erreurs de données proviennent d'erreurs de comptage de site de consommation.

EDF pointe le risque, pour le couple RE-fournisseur, engendré par le principe de correction des impacts financiers pour les RE des erreurs de données dans le cas où ces erreurs de données sont des erreurs de comptage de sites de consommation. En effet, dans ces situations, si un compteur sous-estime la consommation réelle d'un site, la régularisation des périmètres de RE lors d'une découverte tardive de l'erreur va engendrer une demande de restitution par le RE des sommes correspondant à l'énergie qui n'a pas été comptée (valorisée au prix Spot) alors que le fournisseur pourrait ne pas recouvrir auprès du consommateur les sommes correspondant à l'énergie non comptée (valorisée au prix de fourniture).

Pour éviter que le couple RE-fournisseur ne porte ce risque financier, EDF propose que les règles du dispositif de responsable d'équilibre prévoient explicitement qu'en cas d'erreur de comptage de consommateur, les traitements proposés dans le GT ne s'appliquent pas. Il s'agirait en particulier pour les règles de :

- déroger à l'obligation pour le RE bénéficiaire de restituer les sommes indument perçues suite à des erreurs de comptage de consommateur ou conditionner le montant à restituer à ce que le fournisseur recouvre auprès du consommateur ;
- autoriser la redéclaration de courbes de charges télérelevées de sites de consommation post M+12 uniquement en cas d'accord explicite du RE.

Le cas particulier où le gestionnaire de réseau à l'origine de l'erreur en subit également les conséquences en sa qualité de RE des pertes de son réseau est exclu du projet de règles MA-RE soumis à la présente consultation.

3.2 Sécurisation financière du dispositif RE

3.2.1 Exposé des motifs

Le dispositif de responsable d'équilibre (RE) génère des flux financiers de l'ordre de 600 M€ par an entre les responsables d'équilibre et RTE sur le compte « ajustements-écarts », compte dédié sous la responsabilité de RTE.

Le compte « ajustements-écarts » a vocation à être équilibré financièrement conformément à l'article 5.5 de la section 1 des règles. Les charges du compte « ajustements-écarts » notamment afférentes aux écarts positifs des RE et aux ajustements à la hausse mis en œuvre par RTE pour assurer la gestion temps-réel de l'équilibre offre-demande sont compensées par les produits du compte « ajustement-écarts » liés principalement aux écarts négatifs des RE et aux ajustements à la baisse mis en œuvre par RTE pour assurer la gestion temps-réel de l'équilibre offre-demande.

Il est néanmoins important de noter que le compte « ajustements-écarts » n'a pas pour rôle de supporter les risques financiers liés au recouvrement des factures associées au dispositif de RE. Aussi, tous les flux facturés par RTE aux RE sont enregistrés dans le compte « ajustements-écarts », sans tenir compte de l'effectivité ou non des paiements. En cas de défaut de paiement d'un responsable d'équilibre, les pertes financières sont alors supportées par RTE et *in fine* par la collectivité.

Compte tenu du temps nécessaire à la constitution des données pour le calcul des écarts des RE, la première facturation est réalisée en fin de M+1 pour les écarts relatifs au mois M et le paiement correspondant du RE à RTE en fin de M+2. Ainsi, deux à trois mois s'écoulent entre la réalisation d'un écart et la mise en œuvre des flux financiers associés.

La sécurisation financière du dispositif de RE présente donc à la fois un enjeu important et de nombreuses difficultés liés :

- aux montants financiers importants en jeu ;
- à la volatilité du prix règlement des écarts ;
- au temps nécessaire pour obtenir les données nécessaires au calcul des écarts des responsables d'équilibre et de la réconciliation temporelle, qui impose un délai très long entre la réalisation des écarts et la mise en œuvre des flux financiers liés au dispositif de responsable d'équilibre.

3.2.2 Modalités de sécurisation financière en vigueur

3.2.2.1 Présentation

Les modalités de sécurisation financière du dispositif RE en vigueur reposent principalement sur la remise à RTE d'une garantie bancaire, d'une durée de validité au moins égale à un an, dont le montant est défini sur les principes suivants :

1. il est calculé sur la base du soutirage moyen des douze derniers moyens mois (et donc sur une valeur prévisionnelle déclarative pour les nouveaux entrants dans le dispositif) ;
2. il vise à couvrir trois jours d'écarts négatifs en supposant qu'il n'y a plus aucune injection dans le périmètre d'équilibre (le responsable d'équilibre en situation de défaillance continuant à honorer ses contrats de fourniture mais n'ayant plus aucun contrat d'achats d'électricité. Le prix moyen de règlement des écarts négatifs utilisé est de 55 €/MWh).

   Pour une plage de puissance moyenne de soutirage donnée] P_{min} ; P_{max}], la formule appliquée est la suivante : P_{max} x 3 jours x 55 €/MWh.
3. en-dessous de 25MW de soutirage moyen, les RE bénéficient d'une franchise de garantie bancaire ;
4. au-dessus de 700MW de soutirage moyen, le montant est plafonné à 3.2 M€.

Plages de puissance moyenne de Soutirage sur les 12 derniers mois	**Garantie bancaire requise (€)**
$25 < P_{moyenne} \leq 50$ MW	200 000
$50 < P_{moyenne} \leq 75$ MW	300 000

$75 < P_{moyenne} \leq 100$ MW	400 000
$100 < P_{moyenne} \leq 150$ MW	600 000
$150 < P_{moyenne} \leq 200$ MW	800 000
$200 < P_{moyenne} \leq 250$ MW	1 000 000
$250 < P_{moyenne} \leq 300$ MW	1 200 000
$300 < P_{moyenne} \leq 400$ MW	1 600 000
$400 < P_{moyenne} \leq 500$ MW	2 000 000
$500 < P_{moyenne} \leq 600$ MW	2 400 000
$600 < P_{moyenne} \leq 700$ MW	2 800 000
$P_{moyenne} > 700$ MW	3 200 000

Le montant de la garantie bancaire peut être révisé dans les cas suivants :

- le volume du soutirage moyen a augmenté sur les douze derniers mois et nécessite une réévaluation du montant ;
- le suivi du bilan financier des sommes dues (factures émises mais non arrivées à échéance, solde des derniers écarts évalué mais non encore facturé) par un responsable d'équilibre fait apparaître des encours qui excèdent le montant de la garantie bancaire ;
- la garantie bancaire a été appelée ou RTE a constaté des incidents de paiement de plus de 8 jours.

3.2.2.2 Couverture partielle des risques

RTE estime que le dispositif actuel ne permet pas de couvrir suffisamment les risques financiers pour la collectivité, notamment pour les responsables d'équilibre bénéficiant de la franchise ou du plafonnement de garantie bancaire, pour les nouveaux responsables d'équilibre et pour les responsables d'équilibre ayant une activité très irrégulière.

Les modalités de sécurisation financière en vigueur reposent sur l'hypothèse que les RE sont toujours équilibrés et ne traitent que les risques liés à des faillites. Dans la pratique cette hypothèse n'est pas vérifiée et certains RE peuvent avoir des factures d'écarts (ou des encours) d'un montant très largement supérieur à la garantie financière déposée auprès de RTE, notamment en cas d'écarts négatifs importants survenant lors de journées pour lesquelles le prix de règlement des écarts est élevé.

Ce type de risque peut devenir encore plus important en présence d'acteurs de marché pouvant avoir des comportements délibérément frauduleux. Dans plusieurs pays européens, les mécanismes liés aux marchés de l'électricité, à l'instar d'autres mécanismes de marchés - au premier rang desquels le marché des crédits CO_2 -, ont été exposés à des actes de fraudes, ayant généré des pertes de plusieurs dizaines de millions d'euros *in fine* supportées par la collectivité. A titre d'exemple, sur le marché du gaz italien, une fraude au règlement des écarts a été détectée. Elle a eu lieu du 1er décembre 2011 au 31 mai 2012. Les fraudeurs vendaient du gaz sur la bourse italienne sans recouvrir leurs factures d'écarts. La proposition de RTE ne vise pas une augmentation générale de garanties financières déposées de l'ensemble des responsables d'équilibre (qui atteindraient des niveaux très importants si on cherchait à couvrir l'ensemble des risques financiers). Elle vise à définir des critères objectifs et non discriminatoires permettant d'aboutir à une meilleure couverture des risques réellement encourus par le dispositif. Les modalités proposées reposent notamment sur les éléments suivants :

- un suivi systématique des encours des RE au plus proche de la réalisation des écarts. Les encours devront être couverts par une garantie financière ;
- des limites portant sur les transactions déclaratives effectuées par les RE dont le débouclage physique peut générer des écarts négatifs. Il est proposé de caler les limites sur les transactions déclaratives en fonction des garanties financières apportées par les RE ;
- un élargissement des types de garanties financières acceptées afin de pouvoir être plus réactif (garantie apportée de manière transitoire par un dépôt de liquidité) ;
- suspension possible de l'activité d'un RE déclaratif en cas d'écart prévisionnel important pouvant être assimilé à une fraude.

3.2.3 Evolutions proposées

3.2.3.1 Aménagement du questionnaire client

RTE propose une mise à jour du questionnaire client qui se trouve en annexe C2 des Règles dans le but d'améliorer sa connaissance de l'acteur demandant la qualité de RE et ainsi vérifier sa fiabilité. Il peut être également utilisé en cours de contrat afin de mettre à jour les informations concernant le responsable d'équilibre.

3.2.3.2 Renforcement du suivi des encours des RE

RTE propose de calculer les encours des responsables d'équilibre au plus près de la réalisation physique des écarts, soit en J+1.

L'encours d'un responsable d'équilibre est constitué des éléments suivants :

- les factures et factures d'avoir adressées au RE (écarts, frais de gestion, pénalités de retard, soutirage et injection physique) et non réglées ;
- les éléments de facturation pour le mois échu, non encore facturés ;
- les éléments de facturation pour les jours compris entre le 1er du mois et J-1.

Si le périmètre d'équilibre du RE contient au moins un site raccordé au RPD, pour chaque journée où les données des gestionnaires de réseau de distribution ne sont pas encore disponibles, RTE établit les éléments de facturation relatifs à l'écart à partir d'une estimation basée sur un historique des douze dernières semaines de données disponibles, dont les principes sont détaillés dans les règles.

3.2.3.3 Limitation des transactions déclaratives

En complément du suivi des encours des responsables d'équilibre, RTE propose la mise en place d'une limite quantitative sur les transactions déclaratives, dénommée volume d'énergie journalier autorisé.

Le volume d'énergie journalier autorisé est défini en MWh/Jour. Pour une plage de puissance moyenne de soutirage donnée] P_{min} ; P_{max}], il correspond au résultat de l'application numérique de la formule suivante : P_{max} x 3 x 24h.

Il reflète l'exposition maximale (vente-achats) sur une journée J acceptable pour un RE en fonction de la garantie financière apportée à RTE. Chaque jour, la relation suivante doit donc être respectée par les RE :

$$Ventes_{déclaratives\ J} - Achats_{déclaratifs\ J} \leq Volume\ d'énergie\ journalier\ autorisé$$

Les ventes déclaratives pour une journée J correspondent au volume en énergie des ventes sur le marché court terme J-1 et sur le marché long terme imputées au périmètre du responsable d'équilibre et l'ensemble des ventes réalisées au travers du service d'échanges de blocs, régi par la Section 3 des règles.

Les achats déclaratifs pour une journée J correspondent au volume en énergie des achats sur le marché court terme J-1 et sur le marché long terme imputés au périmètre du responsable d'équilibre et l'ensemble des achats réalisés au travers du service d'échanges de blocs, régi par la Section 3 des Règles.

En cas de dépassement, pour un RE, du volume d'énergie journalier autorisé lors d'un guichet NEB, RTE lui notifie et informe ses contreparties du risque d'incohérence dans les programmes d'échanges prévus avec ce RE. Cette information est transmise au moment des « matching reports » (rapports envoyés aux RE en amont de la clôture d'un guichet NEB). En cas de persistance d'un dépassement à la fermeture d'un guichet NEB, RTE procèdera aux actions suivantes :

- au guichet NEB J-1, les ventes du RE concerné par le dépassement, prévues pour la journée du lendemain vers un autre RE (NEB RE-RE) ou vers un site (NEB RE-Site), ne seront pas prises en compte ;
- au cours d'un guichet NEB infrajournalier, les redéclarations, à la vente et à l'achat, faites au cours de ce guichet NEB, ne seront prises en compte. Le RE verra sa position maintenue à celle du guichet NEB précédent.

3.2.3.4 Suivi de l'écart prévisionnel

Comme indiqué à l'article 3.2.2.2 du présent document, afin de prémunir la collectivité contre les risques de manipulation frauduleuse d'un acteur sur le mécanisme de responsable d'équilibre, RTE met en place un suivi des écarts prévisionnels des responsables d'équilibre.

Aussi RTE calculera, pour les responsables d'équilibre ne disposant d'aucun site dans leur périmètre d'équilibre, leur écart prévisionnel pour chaque journée J. Ce calcul sera effectué, en J-1 puis au cours de la journée J.

Si, la somme algébrique de l'encours d'un RE et de son écart prévisionnel valorisé dépasse de plus de 250 000 Euros la garantie financière qu'il a apportée à RTE, RTE pourra suspendre l'activité du RE conformément à l'article C.6 de la Section 2 des Règles.

3.2.3.5 Introduction d'un dépôt de liquidités

RTE propose d'élargir les garanties financières acceptées pour la sécurisation financière du dispositif de RE. Aussi RTE autorise chaque RE, de manière transitoire, à réaliser un dépôt de liquidités d'un montant :

- équivalent à la garantie bancaire requise en attente de l'obtention d'une garantie bancaire conforme aux règles, si le RE ne possède aucune garantie bancaire en vigueur.
- complémentaire à sa garantie bancaire en vigueur de telle sorte que la somme de sa garantie bancaire en vigueur et du dépôt de liquidités soit égale au montant de la garantie bancaire requise, en l'attente d'une garantie bancaire conforme aux règles.

Ce dépôt de liquidités constitue un gage-espèce avec dépossession, au sens des Articles 2333 et suivants du Code Civil. Il revêt la nature d'une cession fiduciaire, la somme déposée en gage étant définitivement acquise à RTE si le RE ne s'acquitte pas de l'intégralité de ses dettes.

Les dépôts de liquidités sont effectués sur un compte dédié. Ces dépôts ne sont pas rémunérés puisque leur durée est limitée à quatre vingt dix jours. Au-delà RTE pourra exiger la fourniture par le RE d'une garantie bancaire conforme aux règles.

3.2.3.6 Synthèse

RTE propose de maintenir les principes de définition des montants de garantie bancaire et d'ajouter une catégorie supplémentaire à 5M€ sans limitation des transactions déclaratives du RE, ni de l'encours autorisé.

De plus, RTE souhaite renforcer la sécurisation financière du dispositif RE à l'aide de deux éléments complémentaires :

- une mesure préventive en J-1 et J : la limitation des transactions déclaratives et/ou la suspension de l'activité d'un RE en cas de soupçon de fraude ;
- une mesure de suivi a posteriori en J+1 : le suivi des encours des RE.

La grille de sécurisation financière, détaillée ci-dessous permet alors d'associer, à chaque montant de garantie bancaire :

- un encours autorisé égal au montant de la garantie financière fournie. Tout au long de la durée du contrat, il faut donc que la relation suivante soit respectée par les RE :

$$Factures_{non\ réglées} + Estimation_{factures\ à\ venir} \leq Garantie\ Bancaire + Dépôts\ de\ liquidités$$

- un volume de transactions déclaratives autorisé, appelé volume d'énergie journalier autorisé en MWh/Jour. Chaque jour, la relation suivante doit donc être respectée par les RE :

$$Ventes_{déclaratives\ J} - Achats_{déclaratifs\ J} \leq Volume\ d'énergie\ journalier\ autorisé$$

Montant garantie Financière (Garantie Bancaire + Dépôt de liquidités) (k€)	**Plage de puissance moyenne de soutirage annuelle (MW)**	**Encours autorisé (k€)**	**Volume d'énergie journalier autorisé (MWh/J)**
0	≤25	100	1 800
200	] 25 ; 50]	200	3 600
300	] 50 ; 75]	300	5 400
400	] 75 ; 100]	400	7 200
600	] 100 ; 150]	600	10 800
800	] 150 ; 200]	800	14 400
1 000	] 200 ; 250]	1 000	18 000
1 200	] 250 ; 300]	1 200	21 600
1 600	] 300 ; 400]	1 600	28 800
2 000	] 400 ; 500]	2 000	36 000
2 400	] 500 ; 600]	2 400	43 200
2 800	] 600 ; 700]	2 800	50 400
3 200	> 700	3 200	-
5 000	> 700	-	-

Il convient de souligner :

- qu'un RE dont la puissance moyenne de soutirage annuelle dépasse 700 MW pourra choisir entre les deux catégories suivantes :
    - garantie bancaire de 3,2 M€, encours de 3,2 M€ et volume d'énergie journalier infini ; ou
    - garantie bancaire de 5 M€, encours et volume d'énergie journalier infinis.
- un RE peut remettre une garantie bancaire d'un montant supérieur au montant minimum de la garantie bancaire requis par RTE s'il souhaite bénéficier, conformément au tableau, d'un encours autorisé et/ou d'un volume d'énergie journalier autorisé plus important(s).

Compte tenu des impacts opérationnels de ces nouvelles modalités de sécurisation financière, RTE propose au sein de la Section 3 des règles une mise en œuvre progressive du dispositif de limitation des transactions déclaratives, assortie de retours d'expérience.

3.3 Modalités de calcul des écarts des responsables d'équilibre

3.3.1 Prise en compte des effacements de consommation réalisés sur des sites de soutirage dans la reconstitution des flux

Le Décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité (ci-après « décret effacement »), 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, de prévoir la prise en compte des effacements de consommation dans le calcul des écarts des RE.

En application de ce décret, RTE définit au travers de la section 2 des règles les modalités de traitement des effacements, et plus précisément des ajustements réalisés sur des sites de soutirage dans le dispositif de reconstitution des flux (le calcul des écarts des RE et la réconciliation temporelle).

3.3.1.1 Principes de prise en compte dans la reconstitution des flux

Le principe de prise en compte des ajustements réalisés sur un site de soutirage dépend :

- des caractéristiques de la courbe de charge à laquelle est affectée la consommation de ce site pour la reconstitution des flux :
    - courbe de charge télérelevée ;
    - courbe de charge estimée par profilage.
- du modèle de versement appliqué : corrigé, régulé ou contractuel.

La combinaison des deux types de courbe de charge et des trois modèles de versement conduit à trois modalités de prise en compte des ajustements, résumées dans le tableau ci-dessous :

Modèle / Courbe de charge	Corrigé	Régulé	Contractuel
Courbe de charge télérelevée	Modalité 1 : consommation ajustée	Modalité 2 : ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre	
Courbe de charge estimée par profilage		Modalité 3 : révision des différentes étapes de la reconstitution des flux	

3.3.1.2 Modalité 1 : consommation ajustée

Le principe est de corriger la courbe de consommation d'un site de soutirage au modèle corrigé des volumes d'ajustement réalisés à partir d'une EDA soutirage télérelevée.

Le volume corrigé est déterminé selon les principes décrits au §2.2.

La correction de la courbe de charge permet de :

- corriger le périmètre du RE du site de l'impact de l'ajustement, et

- de mettre en œuvre le versement aux fournisseurs conformément à un des régimes prévus par le décret effacement.

3.3.1.3 Modalité 2 : ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre

Le principe est d'affecter un bloc correspondant à l'ajustement réalisé par un acteur d'ajustement dans le périmètre du RE des sites :

- comme élément de soutirage dans le cas d'un ajustement à la hausse,
- comme élément d'injection dans le cas d'un ajustement à la baisse.

Les volumes d'ajustement par RE à la maille des sites de soutirage rattachés à une EDA soutirage télérelevée (au modèle régulé ou contractuel) sont déterminés selon la méthode précisée au §2.2.

Les volumes d'ajustement par responsable d'équilibre à la maille des sites de soutirage dont la consommation est affectée à une courbe de charge télérelevée et rattachés à une EDA soutirage profilée sont calculés selon la méthode précisée au §2.2.

Ce principe d'affectation permet de corriger les périmètres d'équilibre des impacts d'un ajustement sur le périmètre d'équilibre du RE auquel sont rattachés les sites.

3.3.1.4 Modalité 3 : Révision des différentes étapes de la reconstitution des flux

Afin d'intégrer les ajustements réalisés sur des sites de soutirage dont la consommation est affectée à une courbe de charge estimée dans la reconstitution des flux, les différentes étapes de la reconstitution des flux doivent être modifiées :

- 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.

Les solutions adoptées sont équivalentes de celles en vigueur pour la prise en compte des effacements réalisés dans le cadre de NEBEF.

3.3.1.4.1 Calage spatial (modification du paragraphe C.11.2 de la section 2 des Règles)

Afin que le coefficient de calage utilisé pour établir les courbes de charges de consommation estimées calées tienne compte des ajustements réalisés à l'échelle de la France, l'écart national de profilage est corrigé, par pas demi-horaire, de l'énergie correspondant aux ajustements réalisés sur l'ensemble des sites de soutirage dont la consommation est estimée par profilage.

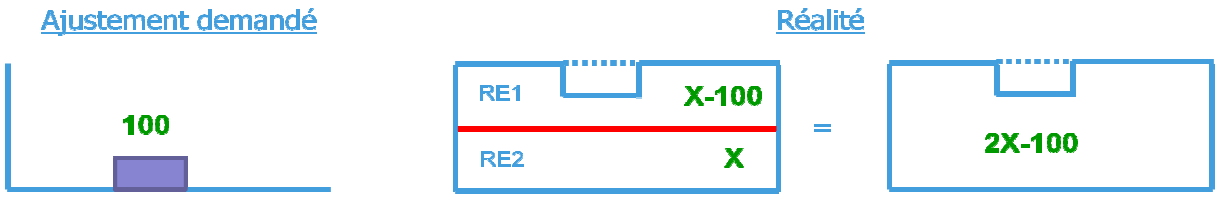
Ceci permet d'obtenir des courbes de charge estimées calées par RE corrigées de l'impact des ajustements sur les sites profilés.

3.3.1.4.2 Réconciliation temporelle

Au stade de la réconciliation temporelle, les courbes de charge estimées par RE et par GRD sont corrigées des ajustements réalisés. 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 re-corrigées des ajustements réalisés.

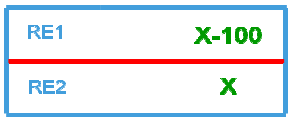
Ces traitements sont identiques à ceux mis en œuvre pour les effacements sur des sites profilés réalisés dans le cadre du NEBEF.

La figure suivante résume la prise en compte des ajustements 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 profilés dans le périmètre du RE 1.



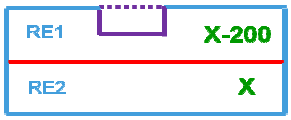
RTE modifie le calcul de la réconciliation temporelle selon le principe suivant (nouvelles étapes en noir) :

1 - Réception des courbes estimées tenant compte des énergies effacées

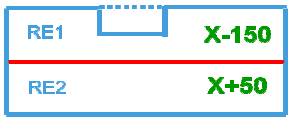


2 - Normalisation annuelle des pertes du GRD

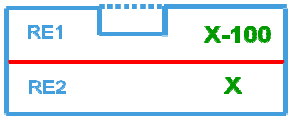
3 - Ajout d'une étape *« Correction liée aux Volumes Attribués à partir d'une EDA Profilée et aux Programmes d'Effacements à partir d'une EDE Profilée (C.14.1.3) »* dans le but de retrancher l'ajustement de 100 MW sur le RE1 et sur le GRD où il a eu lieu



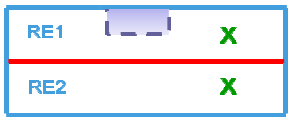
4 - Calage spatial de la consommation estimée sur la synchrone France (CC > 1)



5 - Normalisation annuelle de la consommation estimée calée



6 - Ajout d'une deuxième étape *« Correction liée aux Volumes Attribués à partir d'une EDA Profilée et aux Programmes d'Effacements à partir d'une EDE Profilée (C.14.1.6) »* dans le but de corriger le périmètre d'équilibre du RE1 de l'ajustement réalisé. On a ainsi neutralisé l'impact de l'effacement sur le périmètre du RE1.



3.4 Rattachement des auxiliaires d'un site de production à un périmètre d'équilibre

Les règles MA-RE en vigueur imposent le rattachement des sites d'injection raccordés au réseau de transport à un unique périmètre d'équilibre. Toutefois, l'interprétation par RTE du corpus législatif fait émerger deux principes contradictoires.

D'une part, l'article L.321-15 du code de l'énergie prévoit que « chaque producteur d'électricité raccordé aux réseaux publics de transport […] est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels il procède ». Par ailleurs, le décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions pour le raccordement des installations au réseau de transport définit l'installation de production comme l'ensemble des « équipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent un ou plusieurs groupes de production ainsi que des appareillages auxiliaires (poste d'évacuation, auxiliaires de production...) ». Ainsi, l'installation de production, constituée des groupes de production et des auxiliaires, objet d'une autorisation de produire au sens de l'article L.311-5 du code de l'énergie et identifiée par un numéro SIRET, constitue un élément indivisible du point de vue du rattachement à un périmètre d'équilibre. Le principe « 1 site = 1 RE » retenu dans les règles RE-MA trouve donc, dans cette lecture du code de l'énergie, un solide fondement juridique.

D'autre part, il apparaît que ce principe, mis en regard du dispositif réglementé d'obligation d'achat impliquant le rattachement du site de production au périmètre d'équilibre de l'acheteur obligé, est de nature à contraindre le choix du fournisseur d'énergie du site pour l'alimentation des auxiliaires. Il entre ainsi en contradiction avec l'article L.331-1 du code de l'énergie. Symétriquement, ce principe impose au producteur souhaitant bénéficier du tarif réglementé de vente pour la fourniture de ses auxiliaires de rattacher sa production au responsable d'équilibre associé à l'acteur historique.

Sur la base de ces éléments et face aux récentes demandes des acteurs, RTE propose d'autoriser, à titre dérogatoire, sur un même site d'injection raccordé au RPT, le rattachement des auxiliaires à un périmètre d'équilibre distinct de celui des groupes de production. Le rattachement d'un site d'injection à un périmètre d'équilibre unique demeure toutefois, au regard de l'article du code de l'énergie précité, le principe de référence appliqué par défaut. L'option de rattachement différencié des auxiliaires constitue une option dérogatoire qui s'offre aux producteurs qui en formulent la demande auprès de RTE.

La définition du mode de décompte des flux associés au site d'injection et de leur mode de rattachement à un ou plusieurs périmètres d'équilibre constitue une prérogative du producteur. Le passage d'un simple à un double rattachement ne peut donc être réalisé qu'à l'initiative du producteur.

RTE considère par ailleurs que l'application de cette nouvelle disposition doit être conditionnée au rattachement effectif des auxiliaires à un périmètre d'équilibre. Ainsi, lorsque le producteur a opté pour le double rattachement, si le responsable d'équilibre auquel sont rattachés les auxiliaires en notifie le retrait de son périmètre et si le producteur ne soumet pas de nouvel accord de rattachement à RTE dans les délais prévus par les règles, les auxiliaires intègrent mécaniquement le périmètre d'équilibre des groupes de production, rétablissant ainsi le schéma de rattachement de référence tel que prévu par le code de l'énergie.

4. FINANCEMENT DES RESERVATIONS DE CAPACITES SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT

4.1 Contexte

La question du financement des appels d'offres organisés à RTE pour réservation de puissance sur le mécanisme d'ajustement (réserves rapide et complémentaire, effacements de consommation) a été soulevée à de nombreuses reprises et par plusieurs acteurs de marché lors des réunions plénières de la Commission Accès aux Marchés (CAM) du CURTE. En 2012 et 2013, RTE a indiqué être prêt à réexaminer la question, selon un calendrier pertinent au regard des prochains appels d'offres et de la révision structurelle des règles portant sur le mécanisme d'ajustement (MA) et le dispositif de responsable d'équilibre (RE).

Dans le cadre de la CAM du 2 octobre 2013, une étude portant sur les modalités de financement des capacités d'effacement et des réserves rapide et complémentaire par la communauté des responsables d'équilibre a été diffusée. Elle a ensuite fait l'objet d'un appel à contributions sur le site concerte de RTE. Cinq contributions ont été transmises à RTE (Direct Energie, EDF, GDF Suez, Energy Pool et l'UNIDEN)

L'étude, dont le contenu figure en Annexe 1 du présent document, proposait :

- que les coûts des appels d'offres demeurent portés par les responsables d'équilibres plutôt que par le TURPE ou par l'intermédiaire du coefficient k ;
- que l'assiette de financement soit élargie pour intégrer les injections, selon deux modalités possibles :
    - un financement de l'ensemble des charges de contractualisation (réserves rapides et complémentaires, appels d'offres effacements) divisé de manière égale entre deux composantes proportionnelles aux injections et aux soutirages ;
    - un financement des charges de contractualisation de la réserve rapide et complémentaire uniquement par un coefficient proportionnel aux injections, et un financement des charges de contractualisation des appels d'offres effacement par un coefficient proportionnel aux soutirages.

Les réflexions permettant d'aboutir à une nouvelle répartition des financements ne sont pas finalisées et seront reprises en concertation avec les acteurs de marché. En préparation de ces travaux RTE propose la création dans les règles MA-RE d'une nouvelle assiette de financement, les injections physiques, en complément de l'assiette actuelle, le soutirage physique dont les modalités de calcul peuvent faire l'objet d'une révision.

4.2 Calcul des injections et soutirages physiques

RTE propose une modification des modalités de calcul du soutirage physique et l'ajout du terme injection physique.

Les évolutions proposées pour le calcul du soutirage physique sont les suivantes :

- prise en compte de la consommation hors NEB des sites de soutirage en remplacement de la consommation ajustée,

- le soutirage physique des sites télérelevés n'est plus corrigé des ajustements à la hausse,
- prise en compte uniquement des termes de consommation sur le RPD : la consommation sur le RPD est la consommation brute non nettée de la production.

De manière symétrique, il est proposé de calculer l'injection physique d'un périmètre de responsable d'équilibre comme la somme des termes suivants :

- l'énergie injectée par les groupes de production raccordés au RPT ;
- l'énergie injectée par les sites d'injection ou groupe(s) de production titulaires d'un contrat de service de décompte ou d'un contrat de prestations annexes ;
- l'énergie correspondant aux consommations hors bloc des sites raccordés au RPT lorsque celles-ci sont négatives ;
- l'énergie correspondant aux termes d'injection sur le RPD.

4.3 Intégration de certains coûts de contractualisation

Les règles MA-RE actuellement en vigueur prévoient que certaines charges de contractualisation soient portées par le compte « ajustement-écart ».

Dans le cadre de la contractualisation des réserves rapide et complémentaire, (i) les capacités proposées doivent être agréées via la réalisation de tests sur le mécanisme d'ajustement afin de valider l'aptitude technique des capacités et (ii) les acteurs retenus dans le cadre de l'appel d'offres devront disposer d'un lien de télécommunication à haute disponibilité entre RTE et les receveurs d'ordre concernés lorsque les ordres d'ajustement seront transmis par voie informatique (cf. §2.5).

Les tests d'agrément sont réalisés sur le mécanisme d'ajustement. Il est donc économiquement justifié que les RE déséquilibrés lorsque les tests sont réalisés financent les tests à hauteur du prix marginal d'ajustement (PMA) : si le test n'avait pas eu lieu, une autre offre aurait été appelée à un prix supérieur au PMA.

Le coût résiduel des tests (surcoût des tests lorsque le prix d'offres est supérieur au PMA), et le coût des liens de télécommunication devraient être portés par l'acteur d'ajustement, qui pourrait alors intégrer ce surcoût dans la prime fixe proposée à RTE. La sélection des offres retenues lors de l'appel d'offres permettrait alors de retenir les offres les moins chères en tenant compte de tous ces centres de coûts (mise à disposition des capacités, tests et lien de télécommunication).

Cependant, RTE considère également que l'affectation totale de ces coûts à l'acteur d'ajustement peut freiner la concurrence :

1. le coût du lien de télécommunication ne dépend pas de la capacité détenue par l'acteur : ce coût est donc proportionnellement moins important pour les acteurs disposant d'un portefeuille de capacité important ;
2. les capacités existantes sont soit déjà agréées, soit peuvent faire valoir des activations passées sur le MA, ce qui limite le nombre de tests à réaliser et donc le coût des tests, ce qui avantage *in fine* les acteurs en place.

RTE propose donc que ces coûts soient partiellement portés par les acteurs de marché qui financent la contractualisation, à hauteur :

1. d'un lien de télécommunication par acteur d'ajustement,
2. du surcoût des tests d'agrément jusqu'à une limite de 300€/MWh pour le coût de l'énergie livrée lors des tests.

Annexe 1. Etude des modalités de financement des capacités d'effacement et des réserves rapide et complémentaire par la communauté des responsables d'équilibre

1.1 Contexte et introduction

Au cours des derniers mois, la concertation sur les appels d'offres organisés à RTE pour réservation de puissance sur le mécanisme d'ajustement (réserves rapide et complémentaire, effacements de consommation) a notamment porté sur le financement de ces appels d'offres. Le sujet a ainsi été soulevé par plusieurs acteurs de marché lors des précédentes réunions plénières de la Commission Accès aux Marchés (CAM) du CURTE. RTE a indiqué être prêt à réexaminer la question, selon un calendrier pertinent au regard des prochains appels d'offres et de la révision structurelles des règles portant sur le mécanisme d'ajustement (MA) et le dispositif de responsable d'équilibre (RE).

En réponse à la saisine de RTE du 14 juin 2012 sur l'approbation des modalités de l'appel d'offre pour la contractualisation des capacités d'effacement, par courrier en date du 12 juillet 2012, la CRE a également demandé à RTE « *que les modalités de financement des réserves rapides et complémentaires et des capacités d'effacement fassent l'objet d'une étude qui devra être portée à la connaissance de la CRE d'ici la fin de l'année 2012* ». Cette demande a été reprise dans la délibération du 13 décembre 2012 portant approbation de la révision du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre.

Le calendrier institutionnel particulièrement dense depuis la mi 2012 sur les sujets traités par la CAM[2] n'a pas permis de traiter cette question jusqu'ici. RTE souhaite néanmoins que les évolutions possibles puissent être mises en œuvre lors des prochains appels d'offres (contrats débutant en 2014) et intégrées à la prochaine évolution des règles MA/RE qui sera mise en consultation d'ici la fin de l'année 2013 sous réserve d'un avancement suffisant des travaux portant sur la déclinaison réglementaire de l'article 14 de la loi Brottes.

La présente note détaille les modalités de financement actuelles et étudie sur le plan économique les financements des capacités d'effacement et des réserves rapides et complémentaires. Ses conclusions seront présentées lors de la réunion plénière de la CAM du CURTE du 2 octobre 2013, à l'issue de laquelle RTE recueillera les positions des participants (à transmettre à RTE d'ici au vendredi 11 octobre).

1.2 Bases juridiques

1.2.1 Bases législatives

Les appels d'offres permettant à RTE de réserver de la puissance sur le MA ont pour fondement des dispositions législatives différentes.

[2] Règles d'organisation du mécanisme de capacité, déclinaison réglementaire de la loi Brottes sur la valorisation des effacements sur les marchés et le MA, rédaction des premières règles services systèmes, appel d'offres interruptibilité, refonte des règles du mécanisme d'ajustement

En premier lieu, la constitution des réserves rapide (activable en 13 minutes) et complémentaire (activable en 30 minutes) est réalisée en application des articles L. 321-10 et L. 321-11 du code de l'énergie, qui permet à RTE de conclure des contrats avec les acteurs de marchés afin de « *veiller à la disponibilité et la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau* ».

En second lieu, les appels d'offres « effacements » sont désormais réalisés sur la base de dispositions à effets transitoires des récentes lois énergie (article 7 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité , puis article 13 de la loi n n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes), qui font elles-mêmes référence à l'article L. 321-12 du code de l'énergie :

> *« [à] titre transitoire, afin de contribuer à la sécurité d'approvisionnement, notamment pendant les périodes de pointe de consommation, et pour l'application du troisième alinéa du III de l'article 15 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité [devenu article L. 321-12 du code de l'énergie], le gestionnaire du réseau public de transport organise un appel d'offres selon des modalités, notamment s'agissant des volumes, des prix fixes et des prix variables, approuvées par la Commission de régulation de l'énergie, pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans. Cet appel d'offres est renouvelé annuellement jusqu'à la publication du décret en Conseil d'Etat visé à l'article 4-2 de la même loi [devenu article L. 335-6 du code de l'énergie]».*

La question du financement est partiellement évoquée par les textes en question ou les discussions ayant conduit à leur adoption :

- l'article L. 321-12 du code de l'énergie précise que « *les coûts associés sont répartis entre les utilisateurs de ces réseaux et les responsables d'équilibre dans le cadre du règlement des écarts* » ;
- l'exposé des motifs de l'amendement déposé par le Gouvernement le 16 janvier 2013 à l'Assemblée Nationale et approuvé par le Parlement, devenu depuis l'article 13-II de la loi Brottes reconduisant les appels d'offres effacements, précise que le financement de l'appel d'offres sera couvert par le coefficient c du compte ajustements-écarts.

1.2.2 Bases réglementaires

Les charges de contractualisation des réserves rapide et complémentaire et des offres d'effacement sont inscrites au compte ajustement-écarts, selon des modalités approuvées par la CRE. Leur financement est assuré par un prélèvement proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre dont le niveau est défini par un coefficient, appelé coefficient « c ». Ce mode de financement fait donc porter les charges de contractualisation aux responsables d'équilibres des fournisseurs d'électricité.

Concernant les réserves rapide et complémentaire, les modalités de financement sont décrites dans le chapitre F.5 des règles relatives à relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement (section 1). La dernière version complète des règles a été approuvée par la CRE dans sa délibération du 29 mai 2013 portant approbation des règles proposées par RTE relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, mais ce paragraphe n'a pas fait l'objet de modifications récentes.

Concernant les effacements, les modalités de financement sont approuvées par la CRE lors de chaque appel d'offres (ainsi, dernièrement, dans la délibération du 12 juillet 2012 sur les modalités de l'appel d'offre effacement organisé par RTE [« *la CRE approuve les modalités de l'appel d'offres proposées par RTE et l'inscription des charges de contractualisation de réservation de puissance au compte Ajustement-Ecarts* »] ou dans celle du 20 juin 2013 portant approbation de l'inscription des charges de contractualisation dans le compte ajustements-écarts.

1.3 Cadre général de l'étude

1.3.1 Les modalités possibles de financement

Quatre modalités possibles de financement sont en théorie envisageables :

- les utilisateurs du réseau (le TURPE) ;
- les fournisseurs par l'intermédiaire de leurs RE (le coefficient c) ;
- les producteurs par l'intermédiaire de leurs RE (non utilisé à ce jour) ;
- les responsables d'équilibre sur la base de leurs écarts constatés (le coefficient k du compte ajustements-écarts).

1.3.2 Les paradigmes possibles

La question de la décomposition entre injections et soutirages a été soulevée dans les instances de concertation dès l'origine du mécanisme d'ajustement. En 2004, un GT de la CAM a traité du sujet, conduisant à dégager deux visions différentes :

- vision n°1 : les réserves rapide et complémentaire contractualisées sont constituées pour répondre à des *évènements spécifiques* entrainant de fortes variations de puissance (perte d'un groupe de production, brusque variation de la demande) ;
- vision n°2 : les réserves contractualisées sont utilisées au même titre que les autres offres d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement (donc interclassées dans la préséance économique) et elles participent de manière générale à la garantie d'approvisionnement des consommateurs.

Ces deux visions aboutissaient à conclusions différentes concernant les modalités de financement :

- dans le cadre de la vision n°1, les modalités de financement suivantes ont été envisagées : intégration dans le facteur k (les responsables d'équilibre à l'origine des écarts supportent les coûts de contractualisation), financement par les RE avec une assiette injection et une assiette soutirage, financement par l'injection et le soutirage avec suivi et affectation aux producteurs responsables des écarts pour la partie injection ;

- dans le cadre de la vision n°2, les modalités suivantes ont été envisagées : maintien du financement pour les soutirages des RE, intégration dans le TURPE.

En l'absence de consensus, le *statu quo* a été retenu à la suite de ces travaux, et la suite des contractualisations de puissance ont toutes été financées par le coefficient c.

Pour autant, cette question reste d'actualité, ce qui explique qu'une nouvelle discussion soit engagée à ce stade.

1.4 Le financement des réserves rapide et complémentaire

RTE contractualise les réserves rapide et complémentaire pour répondre aux exigences de la Policy 1 d'ENTSOE qui demande à chaque gestionnaire de réseau de transport d'être en mesure de rétablir en moins de quinze minutes les déséquilibres à l'intérieur de sa zone de réglage (i.e. ramener la fréquence à sa valeur nominale de 50Hz et ramener les flux programmés sur les interconnexions à leurs valeurs de référence). Ces exigences seront reprises dans le futur code de réseau européen LFC&R (« *Load Frequency control & reserves* ») en cours de rédaction.

1.5 Rappel sur la gestion de la fréquence au niveau européen

En cas de déséquilibre entre l'offre et la demande dans la zone synchrone européenne :

- la réserve primaire agit dans un premier temps en quelques secondes et permet de stopper la dérive de la fréquence. La réserve primaire est mutualisée entre tous les pays de la zone synchrone (3000 MW doivent être disponibles à chaque instant sur la zone européenne interconnectée); l'activation est automatique sur toutes les entités participant à la réserve primaire au prorata de l'écart de fréquence (la totalité des 3000MW est activée pour un écart de 200mHz par rapport à la fréquence nominale de 50Hz) indépendamment de la zone de réglage dans laquelle est survenu l'alea à l'origine de l'écart de fréquence. Sur les 3000MW au niveau, environ 600MW sont alloués à la France ;
- chaque zone de réglage dispose ensuite de 15 minutes pour rétablir le solde des échanges à leurs valeurs de référence. Le réglage secondaire est alors sollicité (réglage automatique asservi à un niveau national établi par RTE) ainsi que des réserves manuelles disponibles en moins de quinze minutes.

La réserve secondaire et la réserve rapide constituent ainsi deux produits activables en moins de quinze minutes, qui après sollicitation de la réserve primaire, permettent à RTE de rétablir la fréquence et les échanges aux frontières selon les exigences réglementaires.

1.5.1 Les origines de l'activation des réserves rapide et complémentaire

Afin de déterminer la clé de répartition la plus pertinente, RTE a analysé les causes d'activation de la réserve rapide au cours des derniers mois. Les activations de la réserve rapide font suite à des variations de l'équilibre offre-demande de dynamique rapide. Celles-ci sont essentiellement dues à deux paramètres[3] :

[3] A titre exceptionnel, un aléa portant sur le réseau de transport ou les interconnexions peut contribuer à une décision de sollicitation de RR/RC, mais ce cas est extrêmement minoritaire. Dans ce cas, RTE prend à sa charge les coûts liés à l'activation de l'énergie, mais ne procède pas au retraitement au prorata des charges de

- la perte d'un ou plusieurs groupes de production ;
- des variations rapides à la hausse de la demande (reprises tarifaires, évolution à la hausse des échanges commerciaux avec l'étranger par exemple).

Néanmoins, il apparaît très complexe d'attribuer *a posteriori*, de manière précise et incontestable, les causes des ajustements réalisés au titre des réserves rapide et complémentaire. En effet, les situations rencontrées en exploitation sont le plus souvent caractérisées par la multiplicité des aléas et leur caractère dynamique. A ce stade, seules des considérations « à dire d'expert » (ou sur la base de statistiques sur les plus grands évènements) peuvent donc être avancées :

- les phénomènes de type « perte de groupe de production » ou « changement de programmes d'échanges commerciaux » sont en partie repérables. Cependant, il n'y a pas adéquation entre ces phénomènes et les ajustements activables en moins de quinze minutes, ceux-ci pouvant être sollicités pour répondre à des phénomènes de dynamique lents lorsque cela est compatible avec la préséance économique ;
- au cours des derniers mois, seule la perte d'un groupe de production a conduit à l'activation de la totalité de la réserve rapide (et complémentaire) contractualisée : les phénomènes de type « consommation » ne semblent pas, à eux seuls, susceptibles de conduire à l'utilisation de la *totalité* du gisement ;
- l'activation de la réserve rapide et complémentaire peut être nécessaire même dans le cas où les acteurs étaient initialement bien couverts ;

Ces premières considérations conduisent pour RTE :

- à écarter la piste du TURPE pour financer ces réserves du fait de la probabilité d'occurrence extrêmement marginale d'un évènement « réseau » susceptible de conduire à l'activation de la RR/RC ;
- à établir que la réserve rapide et complémentaire est activée pour des raisons portant à la fois sur l'offre comme sur la demande, et souvent les deux à la fois ;
- à constater que le motif « aléa sur le parc de production » semble aujourd'hui prépondérant lorsque la *totalité* du volume doit être sollicité.

Une troisième piste est envisageable : le financement par le coefficient k du compte RE/MA, c'est-à-dire par les acteurs en déséquilibre. Cette perspective présente certains avantages théoriques mais également les inconvénients suivants :

- elle néglige la dynamique des phénomènes étudiés : des actions pour reconstitution des marges peuvent être ordonnées par RTE sur la base de déséquilibres prévisionnels des acteurs, mais ceux-ci peuvent encore se rééquilibrer par leurs propre moyens : une action pour reconstitution des marges a alors eu lieu sans que l'acteur qui l'a rendu nécessaire ne soit identifié a posteriori comme étant en situation d'écarts du fait des actions d'équilibrage réalisées sur son périmètre ;
- elle ne permet pas d'intégrer la dimension assurantielle liée aux réserves (les marges sont dimensionnées en fonction d'une modélisation des aléas selon des lois de probabilité) : ainsi, à titre d'exemple, la réserve rapide demeure dimensionnée en fonction du volume de la plus grosse unité de production couplée au système français indépendamment des écarts des acteurs.

contractualisation de la RR/RC.

Pour toutes ces raisons, RTE propose de ne pas financer la contractualisation des réserves rapides et complémentaires par l'intermédiaire du coefficient k.

En conclusion, RTE propose de maintenir le financement des réserves rapide et complémentaire par les responsables d'équilibre puisque leurs déséquilibres sont à l'origine de la constitution et du dimensionnement de ces réserves. En revanche, il semble naturel de partager le financement des réserves rapides et complémentaires entre l'injection et le soutirage, soit en faisant porter l'ensemble des coûts sur une nouvelle composante basée sur les injections physiques, soit en partageant équitablement les coûts entre les injections et les soutirages faute de meilleure clé de répartition.

1.6 Le financement des capacités d'effacement

Contrairement aux réserves rapide et complémentaire, les effacements sont contractualisés du fait d'une obligation législative et non de critères liés à la sûreté du système. L'appel d'offre est réalisé en application de la loi (NOME puis « Brottes ») avec comme objectif de favoriser l'émergence de la filière effacement et de préparer la mise en place du mécanisme de capacité.

L'appel d'offres effacement doit permettre la réduction du prix de règlement des écarts en favorisant la participation au mécanisme d'ajustement de nouvelles capacités susceptibles d'être appelées sur le MA (les modalités mises en vigueur depuis 2012 prévoient l'existence de plafonds sur les prix variables). Il permet surtout la réduction du coût des ajustements pour constitution des marges à échéance, notamment en évitant le démarrage de groupes de production thermiques dans certaines situations.

Les acteurs qui sont équilibrés (au sens du dispositif de RE) ne bénéficient pas du premier effet de réduction du prix de règlement des écarts.

En revanche, de manière identique à la problématique des réserves rapide et complémentaire, la réduction des ajustements pour cause marge bénéficie à l'ensemble des acteurs. Or les gains réalisés sur les ajustements pour cause « marge » constituent la majeure partie de la valeur des contrats d'effacement sur le mécanisme d'ajustement, comme l'attestent les retours d'expérience successifs réalisés par RTE.

Le tableau suivant illustre ainsi les coûts de contractualisation associés aux appels d'offres effacement, et la répartition des gains associés (gains liés à la baisse du prix de règlement des écarts et les gains pour cause marge).

	Gains réalisés en diminution du prix de règlement des écarts	Gains réalisés en diminution des ajustements pour cause marge	Montant de l'appel d'offre
2008/2009	101k€	535k€	0,84M€
2009/2010	250k€	40k€	0,67M€
2011	47k€	226k€	2,44M€
2012	170k€	2,2M€	6,22M€

Tableau 1 - Estimation des gains liés aux effacements[4]

[4] Toutes les entités d'ajustement soutirage des acteurs d'ajustement disposant d'un contrat d'effacement avec

Il semble donc légitime que l'essentiel des coûts associés soit porté par une composante « mutualisante ».

Concernant la clé de répartition, le même type de raisonnement s'applique que pour les réserves rapide et complémentaire, à ceci près que le dimensionnement des AO n'est pas basé sur le volume de la plus grosse unité de production couplée. Dès lors :

- une analyse basée sur les causes d'activation conduirait, faute d'une meilleure clé de répartition, à retenir une pondération de type « 50-50 » entre les injections et les soutirages ;
- l'analyse institutionnelle plaide quant à elle pour la poursuite d'un financement par les soutirages au titre du coefficient c, ce qui est à la fois conforme à l'exposé des motifs du Gouvernement en janvier 2013 et à la cible (le mécanisme de capacité est basé sur des obligations pour les fournisseurs).

1.7 Synthèse

RTE propose :

- que les coûts des appels d'offres demeurent portés par les responsables d'équilibres plutôt que par le TURPE ou par l'intermédiaire du coefficient k ;
- que l'assiette de financement soit élargie pour intégrer les injections, selon deux modalités possibles :
    - un financement de l'ensemble des charges de contractualisation (réserves rapides et complémentaires, appels d'offres effacements) divisé de manière égale entre deux composantes proportionnelles aux injections et aux soutirages ;
    - un financement des charges de contractualisation de la réserve rapide et complémentaire uniquement par un coefficient proportionnel aux injections, et un financement des charges de contractualisation des appels d'offres effacement par un coefficient proportionnel aux soutirages.

Les travaux sur la refonte du mécanisme d'ajustement devraient conduire RTE, à la fin de l'année 2014, à disposer d'une actualisation de la présente analyse sur les causes d'appel des réserves. La question de la clé de répartition injections-soutirages pourra alors être réexaminée, dans le cadre des réflexions générales sur les évolutions du MA/RE.

RTE (hors entités d'ajustement réservées par d'autres mécanismes : réserves rapides, réserves complémentaires, Bretagne)