Evolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement

Rapport d'accompagnement de la proposition de règles MA soumise à la CRE le 26/10/2017

-

Section 1

Table des matières

1 Exposé des motifs 4

2 Programmation des installations de production RPD 5

2.1 Contexte 5

2.2 Programmation des Capacités RPD ne participant pas au MA 5

2.2.1 Définition de la « Puissance Marginale » ($P_{marginale}$) 5

2.2.2 Programmation des Capacités RPD participant au MA 7

2.2.3 Synthèse 7

3 Méthodes complémentaires de Contrôle du Réalisé 8

3.1 Contexte 8

3.2 Méthode par prévision 9

3.2.1 Principe général de la méthode 9

3.2.2 Critères d'homologation initiale et de suivi 9

3.2.3 Homologation initiale d'un site télérelevé ou d'une EDA soutirage profilée 10

3.2.4 Suivi de l'homologation 10

3.2.5 Etablissement de la courbe de référence 10

3.3 Méthode par historique 11

3.3.1 Principe général de la méthode et variantes 11

3.3.2 Critères d'homologation initiale et de suivi 11

3.3.3 Homologation initiale d'un site télérelevé ou d'une EDA soutirage profilée. 12

3.3.4 Suivi de l'homologation 12

3.3.5 Etablissement de la courbe de référence 12

3.4 Retours des acteurs et évolution par rapport à la proposition mise en consultation 13

4 Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes du réseau 14

4.1 Contexte 14

4.2 Evolution des règles 16

4.2.1 Elargissement à l'ensemble des EDA de la possibilité de limitation automatique d'injection ou du soutirage en cas d'indisponibilité du réseau public de transport hors réseau d'évacuation 16

4.2.2 Conclusion d'une convention technique encadrant le fonctionnement des automates réseau 17

4.2.3 Publication de données au responsable d'équilibre par EDA 20

4.3 Cas d'usage : recours à la flexibilité des producteurs HTA dans le cadre des S3REnR 20

4.4 Retours des acteurs et proposition de RTE 26

4.4.1 Cadre contractuel de prise en compte des activations automatiques pour traitement des contraintes réseau 26

4.4.2 Compatibilité du cadre contractuel proposé avec les contrats d'obligation d'achat 26

4.4.3 Modalités de participation des installations en complément de rémunération ou hors dispositif de soutien 26

4.4.4 Flux financiers associés à la limitation de production en obligation d'achat 27

4.4.5 Besoins de RTE et échéance de mise en œuvre 28

5 Autres évolutions relatives au mécanisme d'ajustement 28

5.1 Correction de la formule du PRE (cas k<0) 28

5.1.1 Contexte et problématique 28

5.1.2 Propositions de correction de la formule du PRE 30

5.2 Définition des modalités de modification du prix d'une offre activée 32

5.3 Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites 32

5.4 EDA constituées de plusieurs EDP sur le RPT 32

5.5 Offres dont la puissance est inférieure à 10 MW 33

5.6 Clarification concernant les offres échangeurs 34

5.7 Activation pour la réalisation de tests 34

6 Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 35

7 Annexe 2 – Réponses détaillées de RTE aux remarques des acteurs 37

1 EXPOSE DES MOTIFS

Suite aux travaux réalisés dans le cadre de la Commission accès au marché du CURTE, RTE a organisé une consultation sur une évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (règles MA-RE) du 8 au 29 septembre 2017. Quatorze entités ont répondu à la consultation : ADEeF, ALPIQ ENERGIE FRANCE, ANODE ENERGIE, BHC ENERGY, DIRECT ENERGIE, EDF, ENERDIGIT, ENERGY POOL, ENGIE, EQINOV, MARKENER, RES, UNIPER et VOLTALIS.

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles relatives à la programmation et au mécanisme d'ajustement (section 1) à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation et aux retours à la consultation des parties prenantes.

Les propositions d'évolution des règles du dispositif de responsable d'équilibre (section 2) figurant au périmètre de la consultation de septembre 2017 feront l'objet d'une saisine ultérieure de la Commission de régulation de l'énergie en lien avec la consultation menée du 9 au 23 octobre 2017 sur une évolution des règles relatives à la valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie (règles NEBEF). Elles ne sont pas décrites dans le présent document.

Ainsi, RTE propose dans le présent document une proposition d'évolution des règles MA concernant principalement les sujets suivants :

- évolution du dispositif de programmation en incluant la programmation des actifs raccordés au RPD non marginaux conformément à la déclinaison de l'ordonnance n°2016-1059,
- favorisation de la participation des effacements en faisant évoluer les méthodes de contrôle du réalisé et en élargissant les possibilités pour les acteurs d'ajustement de formuler des offres dont la puissance est inférieure à 10MW,
- définition d'un cadre contractuel et économique pour l'activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des congestions réseau.

Par ailleurs, dans le cadre de la consultation de septembre 2017, RTE a proposé des évolutions concernant les modalités de programmation des capacités de production participant au mécanisme d'ajustement. Ces évolutions n'étaient pas destinées à être introduites dans la présente version des règles MA-RE (v8.3), mais dans la version suivante (v9). Elles ont été présentées dans le rapport accompagnant la consultation de septembre 2017 afin de donner la visibilité nécessaire aux acteurs de marché ; elles ne sont pas reprises dans le présent document, et feront l'objet d'une saisine ultérieure de la CRE.

Les évolutions concernant l'ajout d'un nouveau dispositif d'assistance entre GRT, dit « aFRR assistance », feront également l'objet d'une saisine ultérieure. D'une part, le projet de mise en place du dispositif d'assistance a été reporté et ne sera pas mis en œuvre avant 2019. D'autre part, les acteurs de marché ont demandé des précisions sur les conséquences de l'utilisation de ce dispositif sur le fonctionnement du marché. Une saisine ultérieure de ces dispositions permettra à RTE d'apporter les éléments complémentaires demandés par les acteurs de marché.

Enfin, les évolutions visant à décliner le régime dérogatoire en déclinaison de l'article L. 271-3 du Code de l'énergie ont été retirées du projet de texte.

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

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de texte au 1er janvier 2018 après instruction et approbation par la CRE.

2 PROGRAMMATION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION RPD

2.1 Contexte

L'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016[1] prise en application de l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique et la croissance verte instaure des mesures permettant une meilleure intégration des énergies renouvelables au système électrique. Elle étend l'obligation de programmation actuellement en vigueur aux installations de production raccordées à un réseau public de distribution dont la puissance n'est pas marginale. Elle prévoit notamment au sein des articles L. 321-9 et L. 322-9 les mesures suivantes :

- i) établissement par le producteur d'un programme d'appel pour chacune de ses installations raccordées au RPD et dont la puissance n'est pas marginale ;
- ii) transmission directe de ces programmes d'appel à RTE et au GRD lorsque ces installations participent au MA ou transmission au GRD de raccordement lorsque ces installations ne participent pas au MA ;
- iii) agrégation des programmes d'appel reçus des producteurs par le GRD et transmission au GRT sous la forme d'un programme d'appel agrégé.

La partie « programmation » des règles MA doit évoluer afin de décliner les mesures prévues par cette ordonnance et notamment préciser les termes suivants (i) maille d'agrégation, (ii) définition du programme d'appel agrégé, et (iii) modalités de transmission du programme d'appel agrégé par les GRD à RTE.

2.2 Programmation des Capacités RPD ne participant pas au MA

2.2.1 Définition de la « Puissance Marginale » ($P_{marginale}$)

L'ordonnance du 3 août 2016 précise que la notion de puissance marginale est fixée par « arrêté du ministre chargé de l'énergie ». En l'absence de nouvel arrêté pris par le ministre et à l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions relatives à la programmation des capacités raccordées à un RPD, l'article 17 de l'arrêté de raccordement de 2008 continue à être la base légale de la définition de « puissance marginale » :

> *Extrait de l'article 17 de l'arrêté de raccordement de 2008 :*
>
> *Il est considéré que la puissance P_{max} d'une installation de production **n'est pas marginale** si l'une au moins des conditions ci-après est remplie :*

[1] Ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables

- *l'installation de production est raccordée au réseau public de distribution d'électricité par un départ HTA direct depuis le poste source et sa puissance P_{max} atteint **au moins 25 % de la puissance nominale du transformateur HTB/HTA** auquel il est prévu de relier le départ HTA précité ;*
- *l'installation de production est raccordée au réseau public de distribution d'électricité par un départ HTA desservant d'autres utilisateurs et sa puissance P_{max} atteint **au moins 25 % de la puissance de la charge moyenne de ce départ HTA**, cette charge moyenne étant calculée à partir du constat effectue sur les trois années précédant celle de la demande du raccordement de l'installation de production ;*
- *la puissance P_{max} est **supérieure ou égale à 5 MW.***

Cette puissance marginale pourra être amenée à évoluer par arrêté.

2.2.1.1 Définition de la « Maille d'agrégation »

RTE propose la maille d'agrégation suivante :

- par filière (en différenciant Photovoltaïque, Eolien, Hydraulique d'une catégorie « autres ») ;
- et par transformateur HTA/HTB d'un poste source.

Aucune remarque sur la maille d'agrégation proposée par RTE n'a été formulée lors de la consultation.

2.2.1.2 Définition de programme d'appel agrégé

Conformément à l'article L 322-9, le programme d'appel agrégé est établi par le GRD de raccordement à partir des programmes d'appel reçus des producteurs et des informations dont il dispose.

En déclinaison de l'article L 322-9, le projet de règles prévoit que le programme d'appel agrégé soit constitué par le GRD de rang 1 en sommant les quatre termes suivants :

- (i) les programmes d'appel transmis par les producteurs ;
- (ii) les prévisions de production réalisées par le GRD à partir des informations que leur fournissent les producteurs pour leurs installations marginales ou non marginales ne transmettant pas de programme d'appel au GRD (transmission d'un programme de fonctionnement) ;
- (iii) les prévisions de production réalisées par le GRD pour les autres installations marginales ou non marginales ne transmettant aucune information au GRD ;
- (iv) les prévisions des éventuels flux d'injection issus des GRD de rang 2.

Ces modalités permettent ainsi à RTE d'avoir une vision des quantités prévisionnelles d'électricité injectées par poste source, grâce aux prévisions de production des producteurs complétées par celles effectuées par le GRD. Une illustration est donnée en synthèse au paragraphe 2.2.3.

Aucune remarque sur la définition de programme d'appel agrégé n'a été formulée lors de la consultation. Néanmoins, suite à la consultation, RTE a précisé que le programme d'appel agrégé n'était attendu que par les GRD de rang 1 et qu'il devait inclure l'impact des éventuels flux d'injection issus des GRD de rang 2.

2.2.1.3 Modalités de transmission du programme d'appel agrégé

RTE propose d'appliquer, pour l'envoi des programmes d'appel agrégés, le même processus que celui en vigueur pour les producteurs RPT et les producteurs RPD participant au MA en formulant des offres sous forme implicite (i.e. : une première déclaration obligatoire à 16h30 J-1 puis une redéclaration en IJ à chaque guichet horaire).

Conformément aux modalités en vigueur sur le RPT, la redéclaration à chaque guichet infrajournalier horaire n'est pas obligatoire pour les producteurs raccordés à un RPD, en revanche RTE demande aux GRD de rang 1 de transmettre au sein d'un programme d'appel agrégé toute évolution (i) des programmes d'appel transmis par les producteurs en infrajournalier ou (ii) de leurs prévisions de production infrajournalières. Compte-tenu de l'évolution de l'erreur de prévision éolienne notamment, les mises à jour en infrajournalier sont nécessaires pour permettre d'avoir une meilleure vision des flux sur le réseau mais également de l'équilibre offre-demande national.

EDF a demandé de décaler de quelques minutes les guichets de programmation des programmes d'appel agrégés par les GRD à RTE afin de conserver, pour les producteurs, une unique heure de guichet quel que soit le gestionnaire de réseau destinataire du programme d'appel. RTE n'est pas favorable à cette demande et souhaite maintenir une fenêtre opérationnelle d'une heure a minima conformément aux éléments présentés dans la feuille de route relative à l'équilibrage du système électrique français. RTE propose de conserver un guichet unique « Producteurs » et « GRD » vis-à-vis de RTE à heure ronde.

Enfin, concernant les modalités techniques d'échange, ce sujet n'a pas encore été abordé à ce jour avec les GRD. RTE transmettra aux GRD de rang 1 une proposition de guide d'implémentation des échanges GRD-RTE courant 2018.

2.2.2 Programmation des Capacités RPD participant au MA

L'ordonnance du 3 aout 2016 prévoit que les installations raccordées au RPD participant au MA doivent transmettre directement leur programme d'appel à RTE.

C'est déjà le cas actuellement pour les installations raccordées au RPD soumettant des offres sous forme implicite sur le MA, conformément aux règles MA-RE en vigueur. RTE propose de maintenir cette disposition déjà en vigueur et de faire évoluer tous les acteurs disposant d'installations raccordées au RPD participant au MA vers une description implicite de leurs offres spécifiques.

Tenant compte du retour des acteurs demandant un délai pour la mise en œuvre d'une description implicite de leurs offres spécifiques, RTE propose que cette disposition entre en vigueur au 1er janvier 2020.

Ces offres implicites spécifiques se feront en complément des offres standard explicites qui seront partagées par RTE au sein des plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage.

Au 1er janvier 2020, la possibilité de faire des offres spécifiques explicites sera donc supprimée, et l'ensemble des installations raccordées au RPD participant au MA soumettra des programmes d'appel à RTE, programmes qui seront utilisés par RTE pour le contrôle du réalisé des ajustements.

2.2.3 Synthèse

La déclinaison de l'ordonnance relative à l'élargissement de l'obligation de programmation actuellement en vigueur aux installations de production raccordées à un réseau public de distribution dont la puissance n'est pas marginale est donnée en synthèse dans l'illustration suivante :

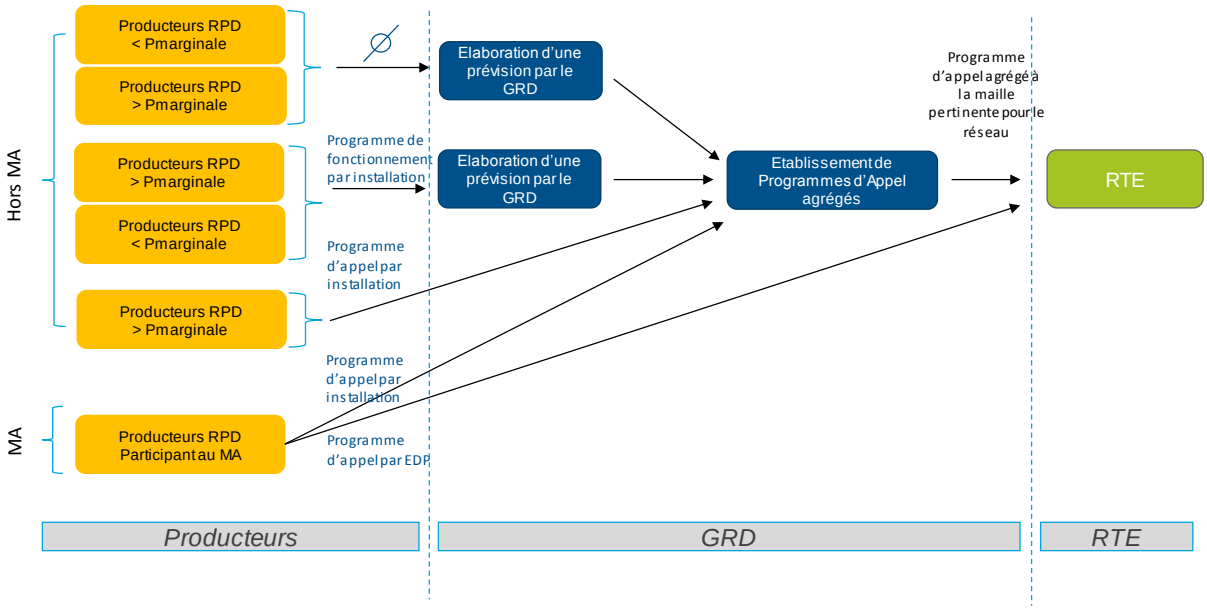


Figure 1 – Etablissement des programmes d'appel

Seules les dispositions relatives aux échanges GRD-RTE ont été insérées dans la présente proposition d'évolution des règles MA-RE. Les dispositions relatives aux échanges entre les producteurs disposant d'installations raccordées au RPD et les GRD seront abordées dans le cadre d'instances de concertation adhoc GRD-producteurs. Elles n'ont pas lieu d'être précisées au sein des règles MA-RE.

3 METHODES COMPLEMENTAIRES DE CONTROLE DU REALISE

3.1 Contexte

Pour les EDA soutirage, RTE propose l'introduction de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé. Ces méthodes sont actuellement en vigueur dans le cadre du mécanisme NEBEF. Les modalités de déclinaison ont été adaptées au contexte du mécanisme d'ajustement. L'enjeu est de permettre une meilleure valorisation sur le MA des capacités pour lesquelles la méthode du simple rectangle peut s'avérer pénalisante dans certaines situations (par exemple, ajustement au moment démarrage des sites de consommation, sites avec un fonctionnement fortement variable dans la journée).

Ainsi, RTE propose d'étendre les méthodes suivantes au MA :

- méthode par historique ;
- méthode par prévision.

Ces deux méthodes reposent sur une homologation préalable et un suivi régulier de la qualité des courbes de référence dont les modalités sont décrites dans les paragraphes suivants.

Les méthodes pourront être applicables pour :

- les EDA soutirage télérelevées. Dans ce cas, la courbe de référence est établie pour chaque site composant l'EDA. Les sites doivent être homologués individuellement ;
- les EDA soutirage profilées (à partir d'une date à définir). Dans ce cas, la courbe de référence est établie pour l'EDA qui doit être homologuée (la courbe de référence représente alors une estimation de la consommation de l'ensemble des sites qui composent l'EDA).

Les paragraphes suivants décrivent les principes généraux envisagés pour la déclinaison des méthodes proposées.

3.2 Méthode par prévision

3.2.1 Principe général de la méthode

La méthode par prévision repose sur l'envoi d'une prévision à RTE par l'acteur d'ajustement. La méthode de prévision est libre et laissée à l'appréciation de l'acteur d'ajustement. Contrairement à NEBEF qui impose l'envoi de la prévision la semaine précédant son utilisation, dans le cadre du mécanisme d'ajustement, il est proposé que les prévisions puissent être actualisées en infrajournalier à chaque guichet horaire. Cette différence est liée à la finalité du MA qui vise la gestion temps-réel de l'équilibre offre-demande et des flux sur le réseau, et dans le cadre duquel les périodes d'activation des offres peuvent être difficilement anticipées.

Pour être prise en compte, une prévision initiale doit être adressée à RTE en J-1, en en même temps que le dépôt initial des offres ; celle-ci peut ensuite être réactualisée en infrajournalier à chaque guichet avec un délai de neutralisation d'une heure (exemple : au guichet de 14h, les prévisions concernant les échéances postérieures à 15h peuvent être mises à jour).

La qualité des prévisions envoyées est testée avant utilisation effective de la méthode lors d'une phase d'homologation initiale. RTE effectue ensuite un suivi régulier de la qualité des précisions.

3.2.2 Critères d'homologation initiale et de suivi

Afin d'assurer l'homologation initiale et le suivi de l'homologation, trois critères sont proposés :

- MAPE (ε) : indicateur visant en encadrer la qualité moyenne de la prévision ;
- E-MAPE 95% (ε') : indicateur visant à encadrer la qualité de la prévision dans les cas les plus défavorables (MAPE sur le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la courbe réalisée constatée a posteriori en l'absence d'effacement) ;
- MPE (ε'') : indicateur visant à encadrer un éventuel biais dans les prévisions qui pourrait amener à une surestimation des effacements.

Les formules représentant ces 3 critères figurent ci-dessous :

$$MAPE : \ erreur\ absolue\ (\varepsilon) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{|Prévision\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ minimale\ \text{à}\ la\ hausse(EDA\ ou\ Site)_i}$$

$$E-MAPE\ 95\% : \ erreur\ sur\ les\ dépassements\ extrêmes\ (\varepsilon') = \frac{1}{Q5\%}\sum_{i=1}^{Q5\%}\frac{|Prévision\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ minimale\ \text{à}\ la\ hausse(EDA\ ou\ Site)_i}$$

$$MPE : \ erreur\ de\ centrage\ (\varepsilon'') = \frac{1}{N}\left|\sum_{i=1}^{N}\frac{Prévision\ de\ consommation_i - Consommation_i}{Capacité\ d'Ajustement\ minimale\ \text{à}\ la\ hausse(EDA\ ou\ Site)_i}\right|$$

avec N le nombre de pas dix minutes sur la période de test, en dehors des périodes d'ajustement, Q5% le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la consommation et capacité d'ajustement minimale à la hausse (EDA ou Site) la capacité d'ajustement minimale à la hausse indiquée lors de la demande d'homologation ou valide sur la période de suivi pour le site de soutirage télérelevé ou pour l'EDA soutirage profilée.

Les critères sont évalués sur les plages temporelles pour lesquelles une prévision a été envoyée. Les plages d'activation d'ajustement sont exclues des calculs des critères. En revanche, les prévisions de consommation doivent intégrer les éventuels effacements déclarés dans le cadre de NEBEF ; les plages temporelles concernées ne sont donc pas exclues du calcul des critères.

Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, les seuils proposés pour l'homologation initiale et le suivi de l'homologation sont les suivants :

- MAPE < 10%
- E-MAPE 95 < 20%
- MPE < 3%

3.2.3 Homologation initiale d'un site télérelevé ou d'une EDA soutirage profilée

Pour qu'un site télérelevé ou une capacité profilée soit homologué, l'acteur doit réaliser préalablement des prévisions sur une période d'homologation de 5 semaines, avec un minimum de 20 jours avec des prévisions. RTE s'assurera de la qualité des prévisions reçues suivant les critères décrits au paragraphe précédent.

En cas de qualité insuffisante, le site télérelevé ou la capacité profilée n'est pas homologuée et ne peut plus demander de nouvelle homologation pendant les 6 mois suivants.

Il est proposé que l'homologation initiale d'un site télérelevé ne soit pas remise en cause en cas de changement de périmètre d'ajustement. Pour les EDA soutirage profilées, il est proposé que l'homologation ne soit pas remise en cause en cas d'ajouts ou de retraits de sites dans une limite ne dépassant pas 10% de la capacité d'ajustement à la hausse maximale de l'EDA initiale.

3.2.4 Suivi de l'homologation

Lorsque la méthode est utilisée par l'opérateur, la qualité des 11 derniers mois de prévision est suivie mensuellement par rapport aux critères définis au paragraphe 3.2.2. En cas de qualité insuffisante (3 mois ne respectant pas un ou plusieurs critères sur les 11 derniers mois), le site télérelevé ou la capacité profilée perd son homologation et ne peut plus en demander de nouvelle pendant une période de 6 mois. Le cas échéant, la perte d'homologation doit conduire l'acteur d'ajustement à changer de méthode de contrôle du réalisé au prochain guichet de gestion des périmètres.

3.2.5 Etablissement de la courbe de référence

L'établissement de la courbe de référence pour le contrôle du réalisé dans le cas de la méthode par prévision se fait :

- pour chaque site pour les EDA soutirage télérelevées ;
- pour l'ensemble de l'EDA pour les EDA soutirage profilées.

La courbe de référence est établie à partir de la prévision de consommation adressée par l'acteur d'ajustement. La prévision est transmise en J-1 et peut être actualisée en infra journalier, à chaque guichet de programmation et avec un délai de neutralisation d'une heure (ex : au guichet de 14h, seules les prévisions postérieures à 15h peuvent être mises à jour). En cas d'activation, la dernière prévision adressée avant l'instant d'activation est prise en compte.

En cas d'absence de prévision, la courbe de référence est égale à la courbe de charge réalisée constatée a posteriori.

3.3 Méthode par historique

3.3.1 Principe général de la méthode et variantes

Dans la cadre de la méthode par historique, la courbe de référence est établie à partir des consommations passées observées sur les jours précédant la période d'estimation. Quatre variantes sont proposées :

- Moyenne ou médiane des 10 jours précédents (même pas de temps), hors périodes d'indisponibilité, hors périodes d'ajustement ou d'effacement déclarées dans le cadre de NEBEF ;
- Moyenne ou médiane des 4 semaines précédentes (même pas de temps, même jour de la semaine), hors périodes d'indisponibilité, hors périodes d'ajustement ou d'effacement déclarées dans le cadre de NEBEF.

Pour les périodes récurrentes ou exceptionnelles de fonctionnement atypique (arrêts de week-end, fermeture annuelle du site, périodes de maintenance …), l'acteur d'ajustement a la possibilité de déclarer des périodes d'indisponibilités de la méthode. Les consommations des jours correspondant ne sont alors pas utilisées pour calculer la courbe de référence du site ou de la capacité.

3.3.2 Critères d'homologation initiale et de suivi

Afin d'assurer l'homologation initiale et le suivi de l'homologation, 2 critères sont proposés :

- MAPE : indicateur visant à encadrer la qualité moyenne de la prévision
- E-MAPE 95% : indicateur visant à encadrant la qualité de la prévision dans les cas les plus défavorables (MAPE sur le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la courbe réalisée).

Les formules représentant ces 3 critères sont données ci-dessous :

$$MAPE : \ erreur\ absolue\ (\varepsilon) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{|Historique\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ minimale\ à\ la\ hausse(EDA\ ou\ Site)_i}$$

$$E-MAPE\ 95\% : \ erreur\ sur\ les\ dépassements\ extrêmes\ (\varepsilon') = \frac{1}{Q5\%}\sum_{i=1}^{Q5\%}\frac{|Historique\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ minimale\ à\ la\ hausse(EDA\ ou\ Site)_i}$$

Avec N le nombre de pas dix minutes sur la période considérée, en dehors des plages d'effacement et des périodes d'ajustement, des périodes d'indisponibilité récurrente et exceptionnelle et des périodes de reconstitution, Q5% le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la consommation et capacité d'ajustement minimale à la hausse (EDA ou Site) la capacité d'ajustement minimale à la hausse indiquée lors de la demande d'homologation ou la capacité d'ajustement minimale valide sur la période de suivi.

Dans le cadre de l'historique de consommation, les plages d'effacement ou d'ajustement, ne sont pas prises en compte dans le calcul des critères.

Les seuils proposés pour l'homologation initiale et le suivi de l'homologation sont les suivants :

- MAPE <10%
- E-MAPE 95 < 20%

Les périodes d'indisponibilité ne sont pas intégrées dans le calcul des indicateurs pour l'homologation initiale et le suivi.

3.3.3 Homologation initiale d'un site télérelevé ou d'une EDA soutirage profilée.

L'homologation initiale consiste à vérifier la qualité d'un historique de données par rapport aux critères définis au paragraphe 3.3.1. La qualité est évaluée sur une période d'*a minima* 90 jours sur les 11 mois passés.

Lors de la demande l'homologation initiale, l'acteur d'ajustement précise à RTE la variante à utiliser pour l'homologation et le suivi.

Par ailleurs, il déclare les indisponibilités sur les 12 mois passés, ainsi que les indisponibilités qui serviront pour l'application de la méthode une fois la capacité homologuée (les indisponibilités sont déclarées par année civile).

En cas de qualité insuffisante, le site télérelevé ou la capacité profilée n'est pas homologué et ne peut plus demander une nouvelle homologation pendant six mois pour la même variante. En cas d'historique insuffisant, l'homologation est supposée acquise.

Il est proposé que l'homologation initiale d'un site télérelevé ne puisse pas être remise en cause en cas de changement de périmètre d'ajustement. Pour les EDA soutirage profilées, il est proposé que l'homologation ne soit pas remise en cause en cas d'ajouts ou de retraits de sites dans une limite ne dépassant pas 10% de la capacité d'ajustement maximale à la hausse de l'EDA initiale.

3.3.4 Suivi de l'homologation

La qualité de la méthode est suivie mensuellement sur un historique d'*a minima* 90 jours sur les 11 mois passés compte tenu des critères définis au paragraphe 3.3.1. En cas de qualité insuffisante, le site télérelevé ou la capacité profilée perd son homologation et ne peut plus en demander de nouvelle pendant six mois.

3.3.5 Etablissement de la courbe de référence

La courbe de référence pour le contrôle du réalisé est établie au pas 10 minutes selon la variante choisie par l'acteur d'ajustement et pour laquelle il dispose d'une homologation valide. La courbe de référence est calculée :

- par site pour les EDA soutirage télérelevées ;
- par EDA pour les EDA soutirage profilées.

Les périodes d'indisponibilités doivent avoir été déclarées ex-ante :

- pour les indisponibilités récurrentes : par année civile, en fin d'année A-1, avec une mise à jour possible pour chaque année ;
- pour les indisponibilités exceptionnelles : déclaration au plus tard en J-2 pour le jour J.

Après une indisponibilité longue, une période est nécessaire pour reconstituer l'historique (5 jours pour moyenne et médiane à 10 jours et 2 semaines pour moyenne et médiane à 4 semaines).

Pendant les indisponibilités, les périodes de reconstitution, en cas d'absence de données historiques, la courbe de référence est égale à la courbe réalisée.

3.4 Retours des acteurs et évolution par rapport à la proposition mise en consultation

RTE a reçu des retours de la part de huit acteurs concernant la proposition de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé. Les retours des acteurs sont hétérogènes, certains acteurs supportant la proposition de RTE et le fait que ces nouvelles méthodes permettront de favoriser la valorisation de nouveaux gisements d'effacements de consommation, d'autres acteurs exprimant des réserves sur certains points.

Les principaux retours ont été formulés sur les points suivants (le détail des remarques formulées sont traitées directement dans le tableau détaillé de réponse donné en Annexe 2 de ce document) :

Pertinence des méthodes proposées

- Des acteurs (BHC Energie, EDF) soulignent l'intérêt des nouvelles méthodes proposées qui devraient permettre une meilleure valorisation de certains gisements d'effacement et une évaluation plus précise des volumes effacés.
- Des acteurs estiment que les travaux sur les méthodes statistiques doivent être poursuivis. EDF partage notamment les conclusions du banc de tests présentées par RTE lors du groupe de travail Contrôle du réalisé du 12/7/2017.
- L'ADEEF et ENGIE soulignent l'intérêt de la méthode des panels, notamment testée dans le cadre du projet Greenlys. RTE rappelle les modalités de test de nouvelles méthodes prévues par le décret effacement précisant que « le GRT valide les méthodes d'évaluation des effacements et à ce titre, les tiers souhaitant proposer des méthodes transmettent au GRT les éléments nécessaires à l'analyse de celles-ci » et se tient à disposition de tout acteur souhaitant faire des propositions.
- VOLTALIS regrette que la méthode du rectangle algébrique site à site, en vigueur dans le cadre de NEBEF, ne soit pas introduite dans le cadre du MA. RTE considère que la méthode du rectangle algébrique site à site, spécifique à certains procédés d'effacement, est source de complexité importante et serait d'un intérêt limité dans le cadre du MA et d'activations de courte durée. En outre, la méthode du rectangle algébrique site à site ne permet pas une évaluation de la qualité de la courbe de référence, comme le cas pour les autres méthodes.

Modalités de déclinaison proposées

- ENERDIGIT et ENERGY POOL regrettent que les homologations ne soient possibles qu'à la maille des sites et non à celle des EDA soutirage télérelevées. RTE maintient sa proposition, la gestion des homologations à la maille des sites permet une gestion plus souple des évolutions de périmètre. Par ailleurs, une homologation à la maille des EDA soutirage télérelevées nécessiterait de ré-instruire la question de la ventilation des volumes réalisés par RE.
- ENERDIGIT, ENERGY POOL et EQINOV considèrent que les critères d'homologation proposés sont contraignants. RTE maintient sa proposition liée à la finalité du MA et au besoin, à l'approche du temps-réel, de disposer d'une certitude sur la réalité des volumes d'ajustement. Des critères plus souples apparaitraient incohérents avec le seuil de tolérance fixé à 20% sur le MA. Par ailleurs, RTE avait proposé dans la consultation que les critères ne soient évalués que sur les périodes pendant lesquelles la consommation est supérieure à la capacité minimale d'ajustement. Compte tenu des retours reçus lors de la consultation NEBEF sur la même proposition, RTE a retiré cette proposition.
- Concernant la méthode par historique, EDF regrette que le choix de la variante soit laissé à l'appréciation de l'acteur et préférerait que RTE retienne la variante donnant le meilleur résultat. Par souci de simplicité, RTE maintient sa proposition. Celle-ci permet en effet un traitement homogène entre toutes les méthodes de contrôle du réalisé.

Autres points soulevés suite à la consultation

- ENGIE souhaite disposer au plus tôt des courbes de charge réalisées des sites raccordées au RPD et considère que la cible à atteindre est le J+1. ENERGY POOL demande qu'en cas de retard de publication des données, les règles ne prévoient pas une mise à zéro des courbes, ce qui est pénalisant pour les acteurs. Les GRD réaffirment dans leur réponse que les données de comptage des gestionnaires de réseaux doivent être utilisées en priorité. Ces différents sujets, qui ne faisaient pas partie du périmètre de la consultation, pourront être instruits dans le cadre des concertations à venir.

4 ACTIVATION AUTOMATIQUE D'OFFRES D'AJUSTEMENT POUR LE TRAITEMENT DES CONTRAINTES DU RESEAU

4.1 Contexte

Depuis sa création en 2003, le mécanisme d'ajustement permet à RTE de mettre en œuvre une gestion coordonnée de l'équilibrage du système et des flux sur le réseau public de transport. Ce principe, décrit au sein de la feuille de route de l'équilibrage publiée en juillet 2016 et repris par la CRE au sein de sa délibération pour orientations du 22 juin 2017, consiste notamment à ce que RTE utilise des offres d'ajustement pour résoudre les contraintes apparaissant sur son réseau.

Ainsi, RTE a recours historiquement à des actions manuelles d'ajustement pour traiter des contraintes sur son réseau à l'approche du temps réel :

– de manière préventive, en anticipation d'une contrainte prévue ;

– ou curative lorsque la contrainte sur le réseau est constatée et que le délai dont dispose RTE pour la résoudre est suffisamment long pour permettre une prise de décision, la transmission d'un ordre d'ajustement et sa mise en œuvre par les capacités concernées.

Les règles en vigueur n'opèrent pas de discrimination entre les capacités : toutes sont susceptibles d'être mobilisées manuellement par RTE pour répondre aux besoins du réseau, quels que soient leur filière et leur niveau de tension de raccordement. Ces ajustements peuvent donc viser une augmentation ou une diminution de soutirage ou d'injection sur un ou plusieurs sites raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution. Le choix opéré par RTE entre les offres d'ajustement répond au principe de préséance technico-économique exposé à l'article 4.4.1.3 du texte en consultation et consistant à solliciter les offres les moins coûteuses répondant au besoin technique identifié. En particulier, dans le cas du traitement des congestions, RTE examine les offres reposant sur des sites influençant la contrainte et activables dans un délai compatible avec la nature de la contrainte. Il peut s'agir de sites raccordés au réseau de transport, mais également de sites raccordés aux réseaux publics de distribution (les injections/soutirages des sites raccordés aux RPD ont en effet une influence sur les grandeurs physiques du système électrique en amont des postes source à l'interface RPT/RPD). Ces modalités sont rendues possibles par une localisation précise de l'ensemble des capacités participant au mécanisme d'ajustement :

– la localisation des sites raccordés au RPT participant au mécanisme d'ajustement est connue de RTE ;

– les règles prévoient que les GRD transmettent mensuellement à RTE des données (« facteur d'impact par poste source ») permettant à RTE d'évaluer l'impact sur son réseau de l'activation des offres reposant sur des sites raccordés au RPD dans le schéma normal d'exploitation du réseau HTA et en tenant compte des effets de foisonnement.

Le mécanisme d'ajustement fournit alors le cadre de référence défini en application de l'article de L. 321-11 du Code de l'énergie pour la mise en œuvre des modifications des injections ou soutirages sur les échéances proches du temps-réel, la comptabilisation des énergies ajustées, ainsi que les modalités financières associées. Il permet notamment :

– de corriger le périmètre des responsables d'équilibre des sites ajustés ;

– de publier des données privées et publiques relatives aux volumes et aux prix des ajustements ;

– de disposer de modalités de calcul des volumes ajustés ;

– de définir de manière transparente et lisible, pour les acteurs, le gestionnaire de réseau et le régulateur, les modalités de leur rémunération.

Certaines situations sur le réseau peuvent nécessiter une action curative permettant de résoudre des contraintes dans un délai inférieur à 20 secondes, 1 ou 5 minutes. Ces situations nécessitent de mettre en œuvre, en amont, dans les zones concernées, des dispositifs automatiques d'activation, nommés automates réseau dans le texte en consultation. Ces automates permettent de détecter des contraintes sur un ouvrage du réseau (par exemple un dépassement du niveau de transit nominal) et de transmettre, lorsqu'une contrainte est détectée, un ordre de modulation de l'injection ou du soutirage d'un site ou d'un ensemble de sites « abonnés ». Des automates sont déjà déployés sur le réseau et sont en mesure de transmettre des ordres d'effacement à des sites d'injection ou de

soutirage raccordés au réseau de transport ou de distribution.

L'article 4.4.3.2 des règles en vigueur décrit notamment le cas de limitation automatique de l'injection de sites de production raccordés au réseau de transport lorsque la contrainte provient d'une indisponibilité fortuite du réseau amont[2] et est donc à la charge de RTE. Cet article prévoit que ces limitations soient traitées comme des ajustements pour motif traitement d'une congestion. Ainsi, le texte en vigueur renvoie, pour ces limitations par automate, aux conditions techniques et financières de l'ajustement dont les paramètres sont définis par les offres implicites. En effet, pour l'ensemble des capacités de production raccordées au RPT, RTE dispose d'offres d'ajustement en déclinaison de l'article L. 321-13 du Code de l'énergie.

La proposition d'évolution des règles formulée par RTE et décrite au paragraphe 4.2 vise (i) à étendre ce cadre contractuel à de nouveaux cas d'usage d'automates réseau, en levant toute discrimination sur la filière ou le réseau de raccordement des capacités concernées et (ii) à prévoir des modalités spécifiques pour les capacités qui, aujourd'hui, ne participent pas au mécanisme d'ajustement. En particulier, cette évolution vise à permettre de traiter le cas de recours à la flexibilité de producteurs raccordés en HTA dans le cadre des S3REnR tel que détaillé au paragraphe 4.3 du présent rapport.

Cas d'usage encadré par les règles en vigueur	Extension proposée dans la cadre de la présente consultation
Activation manuelle d'offres associées à des capacités d'injection ou de soutirage raccordées au RPD ou au RPT pour la gestion des contraintes sur le RPT	
Activation automatique d'offres associées à des groupes d'injection raccordés au RPT pour la gestion des contraintes sur le RPT La gestion des activations repose dans ce cas sur les paramètres des offres implicites, dont le dépôt est obligatoire pour les groupes d'injection raccordés au RPT.	
	Activation automatique d'offres associées à des capacités d'injection ou de soutirage raccordées au réseau public de distribution
	Activation automatique d'offres associées à des capacités de soutirage raccordées au réseau public de transport
	Modalités adaptées pour les capacités n'étant pas en mesure de participer pas à l'équilibre offre-demande (notamment, les capacités sous le régime d'obligation d'achat)

4.2 Evolution des règles

4.2.1 Elargissement à l'ensemble des EDA de la possibilité de limitation automatique d'injection ou du soutirage en cas d'indisponibilité du réseau public de transport hors

[2] Dans le cas d'une limitation liée à un contrainte provenant du réseau d'évacuation, en cohérence avec conditions prévues lors du raccordement de l'installation au réseau public de transport, celle-ci reste à la charge du producteur et aucune action d'ajustement n'est prise dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

réseau d'évacuation

L'article 4.4.3.2 du texte en vigueur prévoit le cas de limitation automatique de l'injection d'une EDA Injection RPT en cas d'indisponibilité non programmée du réseau amont. Il dispose qu'une telle limitation est considérée comme l'activation d'une offre d'ajustement à la baisse.

RTE propose d'étendre ces modalités :

- aux capacités de production RPD constitutives d'une EDA Injection RPD et soumettant des offres implicites ou explicites sur le mécanisme d'ajustement ;
- aux capacités de soutirage RPT ou RPD constitutives d'une EDA Soutirage Télérelevée ou d'une EDA Soutirage Profilée soumettant des offres explicites sur le mécanisme d'ajustement.

Cette évolution permet de qualifier les activations par le biais d'automates réseau de capacités de production raccordées au RPD soumettant des offres sur le mécanisme d'ajustement. De cette qualification découlent les traitements de l'énergie ajustée prévus par le cadre général du mécanisme d'ajustement.

Ces modalités s'appliquent uniquement dans les cas d'indisponibilité du réseau pour lesquels RTE porte la responsabilité financière de la contrainte, en cohérence avec le cadre contractuel défini lors du raccordement et pour l'accès au réseau.

4.2.2 Conclusion d'une convention technique encadrant le fonctionnement des automates réseau

Le cadre général du mécanisme d'ajustement prévoit un dépôt d'offre régulier, l'activation manuelle d'offres d'ajustement (par le biais du dispositif TAO ou par téléphone) et une publication des données relatives à l'ajustement peu après le temps réel.

La mise à disposition de capacités ajustables par le biais d'un automate réseau et le fonctionnement de ces automates présentent un certain nombre de spécificités. Afin de prendre en compte ces spécificités et de minimiser les coûts de transaction associés au dispositif, RTE propose d'introduire, au sein des règles, la possibilité pour RTE et l'acteur d'ajustement concerné de conclure une convention technique décrivant des modalités spécifiques relatives :

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

Afin de ne pas exclure de leviers, ces conventions techniques pourront porter indifféremment sur tous types de capacités influençant une contrainte : injection ou soutirage, raccordées au RPT ou au RPD.

4.2.2.1 Echéance et canal de transmission des offres d'ajustement et de leurs conditions d'utilisation

De manière générale, comme rappelé au sein de la feuille de route de l'équilibrage publiée en juillet 2016, le mécanisme d'ajustement vise une gestion coordonnée de l'équilibre offre-demande et des flux sur le réseau public de transport, notamment en permettant à une même offre d'ajustement d'être utilisée pour l'un ou l'autre des besoins.

Cependant, dans certaines situations particulières, des capacités mobilisées pour répondre aux besoins du réseau ne seront pas en mesure de participer à l'équilibrage lorsque, notamment, pour les sites d'injection, le cadre contractuel de valorisation de la production ne permet pas d'opérer des ajustements à la baisse pour un motif autre que le traitement des contraintes réseau (c'est le cas notamment des sites en obligation d'achat comme détaillé au paragraphe 4.3.1.5).

Dans ces situations spécifiques, l'acteur d'ajustement pourra souhaiter ne pas mettre en œuvre un processus régulier de dépôt d'offres d'ajustement et de conditions d'utilisation afin de minimiser ses coûts opérationnels. RTE propose donc d'introduire la possibilité de définir, au sein de la convention technique précitée, une offre d'ajustement (incluant le prix) et des conditions d'utilisation valables sur une période longue. En particulier, la convention pourra définir une méthode de calcul du prix d'offre à partir de variables externes (prix de marché court terme, prix défini au sein d'un autre contrat, etc.).

Dans le cas où les capacités ne sont pas en mesure de participer à l'équilibrage du système, la convention technique pourra prévoir que l'offre d'ajustement concernée ne puisse pas être activée par RTE pour gérer l'équilibre P=C. Dès lors, cette offre sera exclue de la liste de préséance économique pour P=C visée à l'article 4.4.1.1 des règles.

4.2.2.2 Seuil minimal de puissance offerte

L'article 4.3.1.3.5.1 des règles prévoit un seuil minimal de puissance offerte de 10 MW, abaissé, à titre expérimental, à 1 MW pour au plus dix EDA soumettant des offres explicites. Ce seuil vise à garantir la capacité de RTE à réaliser des actions manuelles d'ajustement dans un délai compatible avec le besoin.

Dans le cas des activations par automate réseau, cette contrainte liée au délai d'envoi des ordres par RTE est levée. Ainsi, la puissance maximale offerte définie au sein de la convention n'est soumise à aucune contrainte de seuil.

4.2.2.3 Modalités techniques de transmission des ordres d'ajustement

La convention devra décrire les modalités techniques d'activation : canal technique de transmission de l'ordre d'ajustement (automate réseau) et éléments de traçabilité associés. Ces éléments de traçabilité devront permettre de se ramener dans le cadre général des règles pour le traitement des énergies ajustées en définissant notamment le point de consigne ou la puissance sollicitée, l'instant d'activation et l'instant de désactivation.

Si l'automate réseau fait intervenir des dispositifs techniques opérés par le gestionnaire de réseau de distribution, ce dernier pourra être sollicité pour fournir des données de traçabilité relatives à l'action de l'automate. RTE travaillera avec les GRD à définir les modalités d'échange de ces données de traçabilité.

4.2.2.4 Echéances de publication des données relatives à l'ajustement

L'échéance de disponibilité des données de traçabilité des ajustements mis en œuvre par le biais d'un automate réseau dépendront de la solution technique retenue.

En particulier, lorsque l'automate réseau fait intervenir des dispositifs techniques opérés par un autre gestionnaire de réseau, ce dernier pourra être en charge de fournir des données de traçabilité pour la prise en compte des énergies ajustées (notamment les instants d'activation et de désactivation). Le délai nécessaire à la remontée de ces informations pourra excéder le délai prévu pour la publication des données relatives à l'ajustement prévues par le cadre général des règles. Ainsi, dans ce cas particulier, la publication des données publiques, des données privées et la prise en compte des ajustements dans le processus de calcul d'écart des responsables d'équilibre concernée pourra être retardée.

Ces modalités sont de nature transitoire et s'inscrivent dans une démarche expérimentale. Elles pourront évoluer lorsque les gestionnaires de réseau auront acquis un retour d'expérience suffisant et industrialisé les processus de remontée de données des automates réseau permettant une prise en compte anticipée des ajustements sollicités par ce biais.

4.2.2.5 Echéance de facturation des ajustements

Certains acteurs d'ajustement pourront souhaiter minimiser le coût opérationnel associé au processus de facturation de l'ajustement. En particulier, dans le cas d'activations conduisant à un volume financier faible, certains acteurs pourront souhaiter déroger à l'échéance de facturation mensuelle prévue par le cadre général des règles. Ainsi, RTE propose que la convention puisse prévoir des échéances de facturation spécifique. En particulier, ces échéances pourront dépendre du montant financier en jeu (facturation déclenchée à partir de x €).

4.2.2.6 Information des GRD

Afin d'assurer l'exploitation sûre des réseaux, il est nécessaire que les gestionnaires de réseau échangent les données nécessaires à l'exercice de leurs missions.

Ainsi, l'article 4.8.3 des règles en vigueur prévoit une information en temps-réel des GRD en cas d'activation de capacités raccordées à leur réseau. Les activations automatiques par le biais d'automate réseau rentrent dans ce cadre.

Dans le cas des solutions techniques faisant intervenir le GRD, ce dernier disposera, de fait, de l'information d'activation. Dans le cas des solutions techniques d'activation en direct par le GRT, RTE intègrera les données d'activation par automate réseau au sein des publications temps-réel prévues par l'article 4.8.3.

4.2.2.7 Gestion des périmètres d'ajustement

L'article 4.2.2 des règles en vigueur prévoit que les demandes de rattachement aux EDA du périmètre d'ajustement, de sites raccordés au RPD soient adressées par les acteurs d'ajustement aux GRD concernés. Les GRD transmettent ensuite mensuellement à RTE les données relatives aux périmètres d'ajustement. De cette manière, les GRD sont informés, ex ante, de la participation de sites raccordés à leur réseau au mécanisme d'ajustement.

Les acteurs ayant conclu avec RTE une convention technique encadrant la limitation automatique de production HTA devront constituer une ou plusieurs EDA Injection RPD selon le processus décrit ci-dessus.

4.2.3 Publication de données au responsable d'équilibre par EDA

Comme indiqué au paragraphe 4.3.1.6, le cas particulier d'ajustements opérés sur des sites de production en obligation d'achat nécessite, pour la mise en œuvre des flux financiers entre l'acteur d'ajustement et le RE (acheteur obligé), de publier le volume ajusté à une maille suffisamment fine. Ainsi, au sein de l'article 4.8.2 des règles, RTE propose d'intégrer, à partir d'une date F, une publication au RE des volumes d'ajustement à la hausse et à la baisse par EDA pour les EDA Injection RPT et les EDA Injection RPD.

4.3 Cas d'usage : recours à la flexibilité des producteurs HTA dans le cadre des S3REnR

4.3.1.1 Contexte et besoin de RTE

La mise en place des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) à partir de 2012 a conduit RTE à adapter ses hypothèses d'études de réseau afin d'optimiser les coûts de mise en œuvre des schémas tout en maximisant la capacité d'accueil du réseau. RTE a pris en compte les caractéristiques de variabilité et de foisonnement des énergies solaires et éoliennes, et a ainsi considéré dans ses études une puissance injectée par les EnR inférieure à leur puissance maximale : respectivement 95% et 90%[3] de la puissance maximale pour le solaire et pour l'éolien[4]. Ces principes sont exposés au sein du paragraphe 3.2 de l'article 2.5.1 de la documentation technique de référence de RTE.

A réseau identique, cette hypothèse permet d'accroître la capacité d'accueil réservée aux énergies renouvelables. Il en résulte toutefois que le réseau pourrait, dans certaines circonstances limitées de fort productible et de faible consommation, et/ou d'incident sur un ouvrage RPT, être insuffisant pour évacuer toute la production raccordée dans une zone donnée. Ces situations nécessitent donc de pouvoir imposer de façon pérenne le recours à la flexibilité à la baisse de la production renouvelable raccordée majoritairement sur le réseau de distribution.

Dans la majorité des situations, les contraintes réseau découlant des hypothèses retenues dans le cadre des S3REnR devront être résolues par une action curative dont le délai de mise en œuvre est compris entre quelques dizaines de secondes et cinq minutes. Dès lors, seule une action par automate réseau peut être envisagée.

Il est également à noter que la totalité des sites identifiés à date pour mettre à disposition leur flexibilité valorisent leur production sous le régime d'obligation d'achat auprès de l'acheteur obligé. Les spécificités associées à ce régime sont détaillées aux paragraphes 4.3.1.5 et 4.3.1.6.

[3] Toutefois, dans onze départements présentant une courbe atypique de fort productible, ce coefficient n'est pas appliqué et la production éolienne est raccordée à 100% de la Pmax.

[4] RTE pourra faire évoluer les valeurs retenues pour tenir compte des évolutions du parc installé et des améliorations technologiques des équipements (cf. article 2.5 de la DTR).

4.3.1.2 Modalités financières

Le recours à la flexibilité des producteurs permet d'améliorer l'efficacité technico-économique des projets de renforcement ou de création d'ouvrages prévus dans les schémas, ce qui permet de limiter l'impact des S3REnR sur le TURPE (pour les renforcements) et sur la quote-part payée par les producteurs (pour les nouveaux ouvrages). Le gain induit par ces limitations est ainsi mutualisé en partie sur l'ensemble des utilisateurs du réseau, en partie sur l'ensemble des producteurs d'un schéma de raccordement. Afin de mutualiser les coûts de mise en œuvre des limitations, RTE compensera financièrement ces limitations auprès des producteurs concernés.

Ainsi, la valorisation des installations de production ne devra pas être affectée par les ajustements réalisés pour les besoins du réseau : l'ensemble des rémunérations perçues par le producteur devra être équivalent à la valorisation classique des actifs hors action d'ajustement (tarif d'achat pour les sites en obligation d'achat ou valeur marché augmentée de la prime pour les sites en complément de rémunération).

4.3.1.3 Solutions techniques

Afin d'être en mesure de réaliser les limitations de production nécessaire à l'exploitation sûre du réseau, RTE travaille, en coopération avec les gestionnaires de réseau de distribution et les producteurs, au déploiement d'automates transmettant un signal de limitation aux producteurs influençant la contrainte dès lors que celle-ci apparaît. Dans certains cas moins nombreux, lorsque la doctrine d'exploitation ne permet pas l'apparition de contraintes sur les ouvrages, les automates transmettent un signal de limitation aux producteurs quelques instants avant que les contraintes n'apparaissent.

Ces signaux de limitation permettent, en comparaison des actions de coupures sur le réseau :

- d'entreprendre des actions ciblées proportionnelles au besoin et ainsi de limiter l'impact pour les utilisateurs du réseau ;
- de limiter l'usure des installations de production en permettant des arrêts organisés ;
- de maintenir l'alimentation des auxiliaires ;
- de faciliter la reprise de production.

Deux familles de solutions techniques permettent de mettre en œuvre ces limitations :

- automate transmettant en direct des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA abonnés. Cette solution est en cours d'étude et d'expérimentation ;
- automate transmettant des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA par l'intermédiaire du GRD. Ce type de solution est décrit au sein de l'article 2.4 de la documentation technique de référence de RTE et est déjà déployé sur le réseau.

Quelles que soient les solutions techniques retenues, celles-ci devront permettre une exploitation sûre des réseaux notamment en garantissant l'accès des gestionnaires de réseau à l'ensemble des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions.

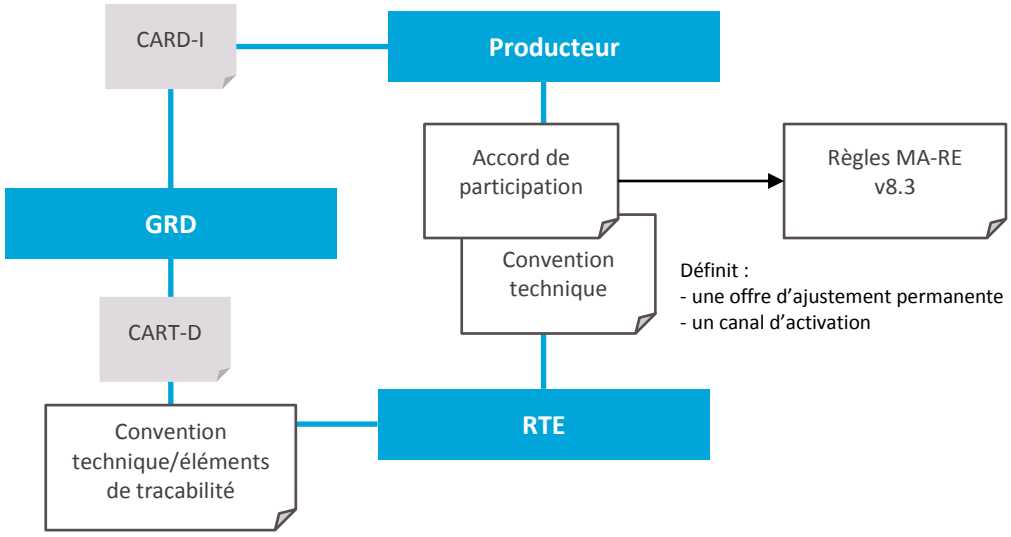
Par ailleurs, RTE vise à ce que ces solutions techniques puissent permettre la mise en œuvre, par le producteur, d'un arrêt organisé ou d'une limitation n'affectant pas la durée de vie de ses machines. RTE souhaitera donc voir participer prioritairement les producteurs dont les installations permettent la mise en œuvre de telles actions.

4.3.1.4 Cadre contractuel

RTE propose de valoriser les limitations de production au travers du mécanisme d'ajustement. Ce mécanisme d'ajustement permet notamment (i) de donner de la visibilité aux producteurs quant aux modalités de calcul et de valorisation de l'énergie effacée et (ii) de corriger le périmètre du responsable d'équilibre concerné (permettant de ne pas générer d'écart additionnel au sein de son périmètre).

Ainsi, RTE propose de conclure, avec les producteurs situés dans des zones contraintes :

- un accord de participation en tant qu'acteur d'ajustement (valant adhésion aux règles MA-RE) ; et
- une convention technique précisant les conditions techniques et financières d'une offre d'ajustement permanente, les modalités techniques d'activation (par le biais d'un automate réseau) et les modalités de publication/facturation des volumes et montants associés (conformément au paragraphe 4.2.2).



L'évolution des règles MA-RE mise en consultation vise à permettre la mise en œuvre du schéma contractuel décrit ci-dessus.

4.3.1.5 Limites imposées par le cadre contractuel de l'obligation d'achat

Le cadre contractuel de l'obligation d'achat prévoit des restrictions sur les motifs de limitation de l'énergie produite. A titre d'exemple, le modèle de contrat d'obligation d'achat de l'énergie éolienne approuvé le 30 juillet 2014 comporte une clause stipulant que « la livraison ne peut être interrompue ou réduite que pour (i) des raisons d'ordre technique, réglementaire, de sécurité ou de maintenance, (ii) pour des raisons relevant de la force majeure, (iii) par suite d'une décision d'une autorité administrative ou (iv) en cas d'indisponibilité totale ou partielle du réseau ».

Si la sollicitation d'un ajustement à la baisse en cas de contrainte sur le réseau public de transport apparaît comme possible, la participation à l'équilibrage du système semble quant à elle exclue. Ce point avait été identifié et discuté au sein de la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français (paragraphe 14.2.1) publiée en juillet 2016.

Dès lors, les producteurs en obligation d'achat ne pouvant être sollicités pour le motif P=C, RTE propose d'introduire la possibilité de prévoir, au sein de la convention technique mentionnée précédemment la possibilité de réserver l'offre pour la gestion des congestions.

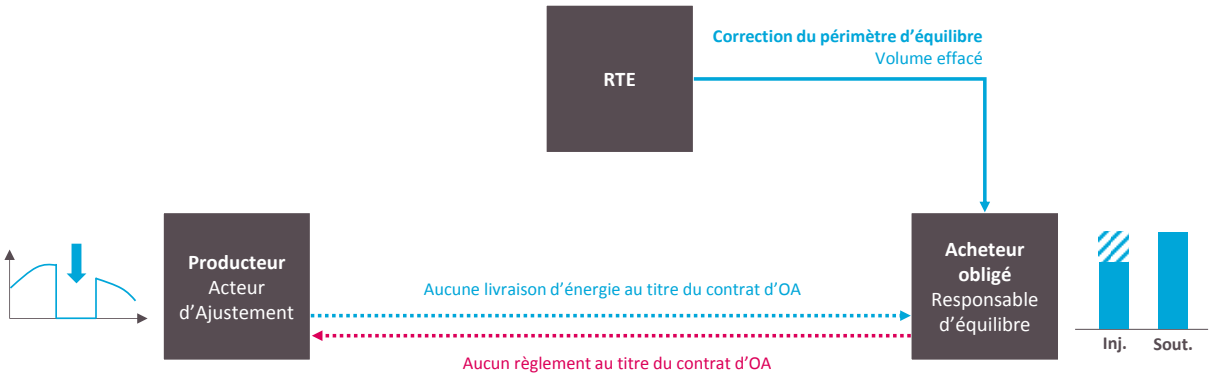
4.3.1.6 Flux financiers associés à la limitation de production en obligation d'achat

Les règles du mécanisme d'ajustement en vigueur prévoient la correction du périmètre des responsables d'équilibre concernés. Cette disposition permet de désinfluencer le responsable d'équilibre des ajustements demandés par RTE sur des sites constitutifs de son périmètre et ainsi de ne pas générer d'écarts supplémentaires dans son périmètre.

L'application de ce principe à l'ajustement de production en obligation d'achat permet ne pas générer de surcoûts d'écart pour l'acheteur obligé en lien avec les ajustements sollicités par RTE (surcoûts qui seraient portés in fine par la CSPE).

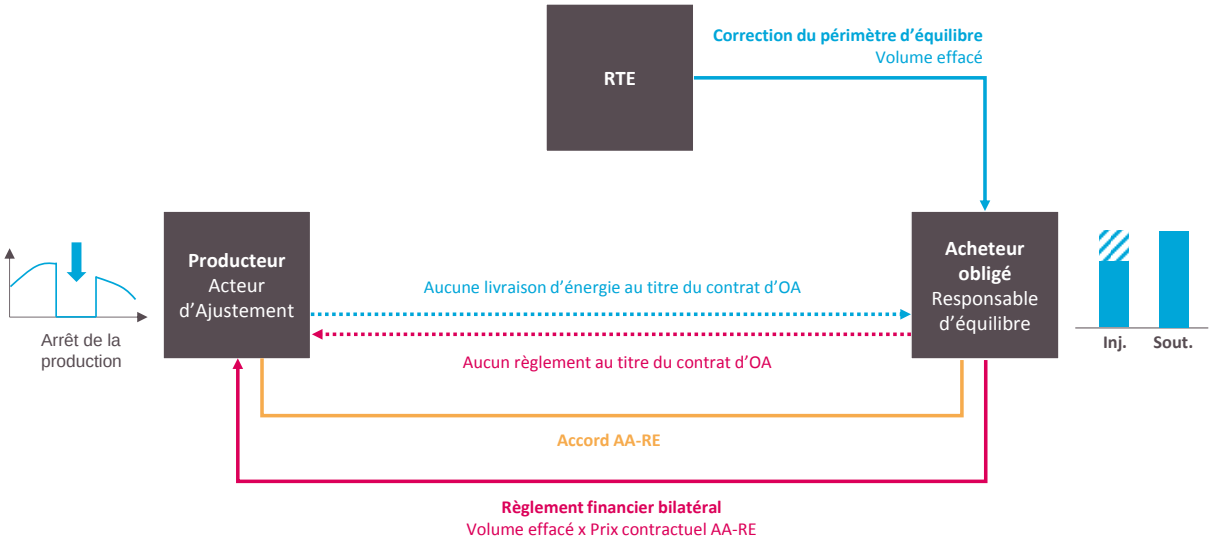
Pour une baisse de production sur un site en obligation d'achat, la correction du RE consiste à ce que RTE ajoute, lors du calcul d'écart du RE concerné, un bloc d'injection correspondant à l'énergie effacée, permettant ainsi de neutraliser l'effet de l'ajustement sur l'équilibre du RE.

Par ailleurs, lors de l'effacement de production, le volume effacé n'est pas rémunéré au titre du contrat d'obligation d'achat, lequel prévoit de ne rémunérer au tarif d'achat que les énergies effectivement injectées.



A ce stade, l'acheteur obligé se voit ajouter, au sein de son périmètre, un bloc d'énergie pour lequel il n'a pas rémunéré le producteur et qu'il valorise néanmoins au sein de ses ventes sur les marchés. Afin de restaurer la neutralité financière de l'acheteur obligé, celui-ci doit reverser un montant équivalent au volume de correction multiplié par le prix auquel il valorise ce volume (qui pourrait être estimé comme étant le prix moyen de valorisation de l'énergie au sein de son portefeuille pour le pas de temps concerné).

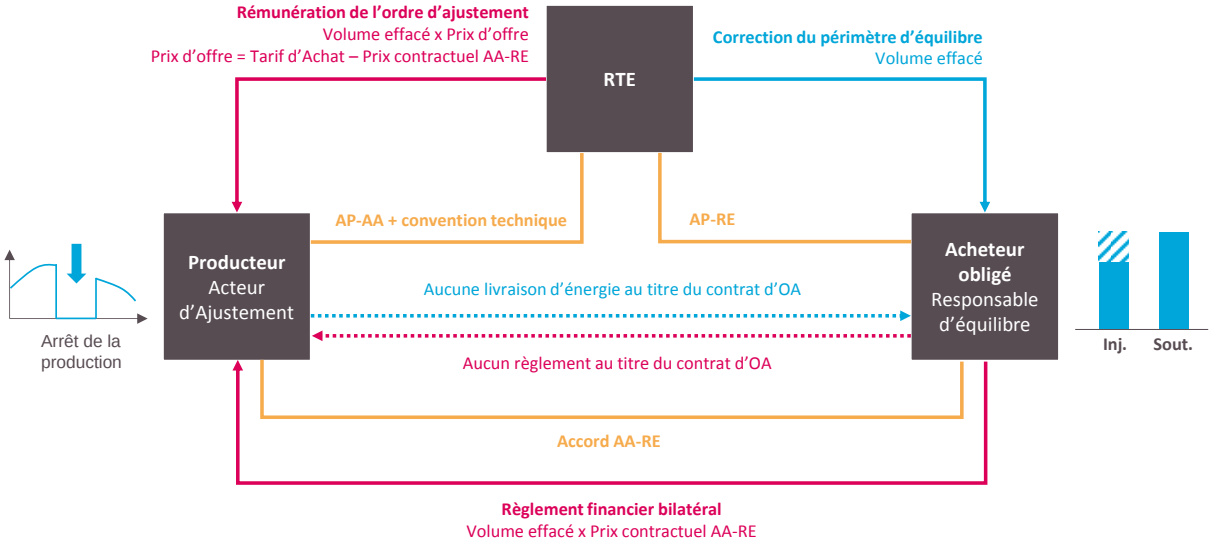
Les modalités des règles en vigueur (pour lesquelles il n'est pas proposé d'évolution), prévoient que l'acteur d'ajustement (le producteur en OA dans le cas présent) et le responsable d'équilibre (l'acheteur obligé) concluent un accord pour lequel un modèle est fourni en annexe 8. A cet accord pourra être rattaché un volet financier permettant à l'acheteur obligé de payer au producteur l'énergie effacée à un prix contractuel, nommé « prix contractuel AA-RE » dans le schéma ci-dessous :



Afin de restaurer l'équilibre financier de l'acheteur obligé, le prix contractuel AA-RE pourra refléter le prix moyen de valorisation de la production en OA sur le pas de temps concerné, éventuellement diminué d'une valeur correspondant à des frais de gestion ventilés sur le volume effacé.

La mise en œuvre de ce flux financier nécessite la publication par RTE au RE des volumes effacés à une maille suffisamment fine (évolution des règles détaillée au paragraphe 4.2.2.6).

Par ailleurs, comme indiqué au paragraphe 4.3.1.2, dans le cadre des S3REnR, les producteurs sollicités obtiendront, de la part de RTE, une rémunération permettant de neutraliser l'impact des ajustements sur la valorisation de leurs actifs. Dès lors, la somme de la rémunération des ajustements et du règlement financier bilatéral AA-RE précité devra être égale au tarif d'achat sur le volume effacé :



En conséquence, le prix de l'offre d'ajustement devra être défini, au sein de la convention technique comme la différence entre le tarif d'achat et le prix contractuel AA-RE défini au sein du volet financier de l'accord AA-RE. Selon les modalités de définition du prix contractuel AA-RE, la valeur effective du prix d'offre pourra être définie ex-post.

D'autres schémas financiers sont également à l'étude, notamment au regard du cadre législatif et réglementaire de compensation des charges de l'acheteur obligé et de ses missions. Ces autres schémas, s'ils étaient retenus, pourraient conduire à des évolutions des règles du mécanisme d'ajustement au sein de versions ultérieures.

4.3.1.7 Modalités d'adhésion des producteurs concernés

Le recours à la flexibilité des producteurs HTA est mentionné au sein des propositions techniques et financières formulées dans le cadre des S3REnR ainsi que dans la documentation technique de référence de RTE.

Néanmoins, le cadre contractuel d'accès au réseau en vigueur ne comporte pas d'obligation, pour les producteurs situés dans les zones concernés d'adhérer au cadre contractuel détaillé dans le présent rapport.

A date et à titre expérimental, RTE souhaite déployer ce dispositif sur la base du volontariat en sollicitant prioritairement les producteurs selon les critères suivants :

- localisation permettant de lever la contrainte sur le réseau de transport ;
- équipement du parc permettant un arrêt organisé de la production (ne détériorant pas les machines) ;
- tarif d'achat le plus faible ;
- parcs de taille importante (afin de minimiser le nombre de contrats à élaborer pour couvrir le besoin de flexibilité) ;
- exploitants de plusieurs parcs sur les zones concernées (pour la même raison) ;
- délai de reprise de production faible (afin de minimiser le volume d'énergie effacée tout en couvrant le besoin) ;
- autres critères relatifs à la solution technique de transmission automatique des ordres d'ajustement (en particulier dans le cas où celle-ci repose sur l'infrastructure du GRD).

A date, et pour les premières zones concernées, RTE identifie suffisamment de producteurs volontaires pour poursuivre l'expérimentation.

A la cible, si ce schéma contractuel était retenu pour être généralisé, une évolution du cadre contractuel de l'accès au réseau pourra être discutée afin de garantir au GRT la possibilité de couvrir ses besoins d'ajustement.

4.4 Retours des acteurs et proposition de RTE

4.4.1 Cadre contractuel de prise en compte des activations automatiques pour traitement des contraintes réseau

ANODE ENERGIE, DIRECT ENERGIE, EDF, RES et UNIPER sont favorables au traitement, au sein des règles du mécanisme d'ajustement, des cas d'activation automatique d'offre d'ajustement pour le traitement des contraintes RPT, notamment pour traiter le recours à la flexibilité des producteurs raccordés en HTA dans le cadre des S3REnR.

EDF souligne l'intérêt de la correction du périmètre de RTE et du cadrage, ex ante, des modalités financières pour la rémunération du producteur.

L'ADEeF est défavorable à la proposition de RTE de décrire, au sein des règles du mécanisme d'ajustement, l'utilisation, par RTE, de la flexibilité des producteurs HTA. L'ADEeF considère que les modalités proposées dérogent aux modalités générales du MA et que cela risque de créer des inefficacités. RTE ne partage pas l'analyse de l'ADEeF et rappelle que les conventions techniques conclues avec les acteurs d'ajustement concernés ne pourront prévoir des modalités spécifiques que sur des aspects mineurs relevant des échéances de soumission des offres ou encore du canal technique d'activation. La proposition de RTE vise bien à appliquer les principes de fonctionnement MA à ces activations : dépôt d'offre avec prix en énergie, activation selon la préséance technico-économique, calcul des volumes réalisés, correction du périmètre d'équilibre, calcul des surcoûts liées aux ajustements activés pour cause réseau et publication des volumes ajustés. A date, RTE n'identifie pas d'autre cadre contractuel permettant une prise en compte des impacts des effacements de production équivalente à celle que permet le mécanisme d'ajustement.

ANODE ENERGIE et ENGIE rappellent la nécessité de couvrir l'ensemble des coûts des producteurs (intégrant d'éventuels coûts d'usure) liés à la mise en œuvre des effacements de production. Les solutions techniques mises en œuvre par RTE et les gestionnaires de réseau le cas échéant visent à minimiser l'impact technique sur les producteurs et privilégient des arrêts organisés permettant de maintenir l'alimentation des auxiliaires et n'ayant pas d'impact sur la durée de vie des machines.

4.4.2 Compatibilité du cadre contractuel proposé avec les contrats d'obligation d'achat

EDF et DIRECT ENERGIE souhaitent que soit clarifiée la question de la compatibilité des contrats d'obligation d'achat avec la participation au mécanisme d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau. Néanmoins, il n'appartient pas à RTE de trancher ce sujet. Ainsi, RTE appelle à un positionnement des pouvoirs publics sur cette question qui pourrait, pour les acteurs concernés, être bloquante pour la mise en œuvre du cadre proposé et ainsi imposer, de fait, le recours à un mode dégradé (cf. 4.4.5).

4.4.3 Modalités de participation des installations en complément de rémunération ou hors dispositif de soutien

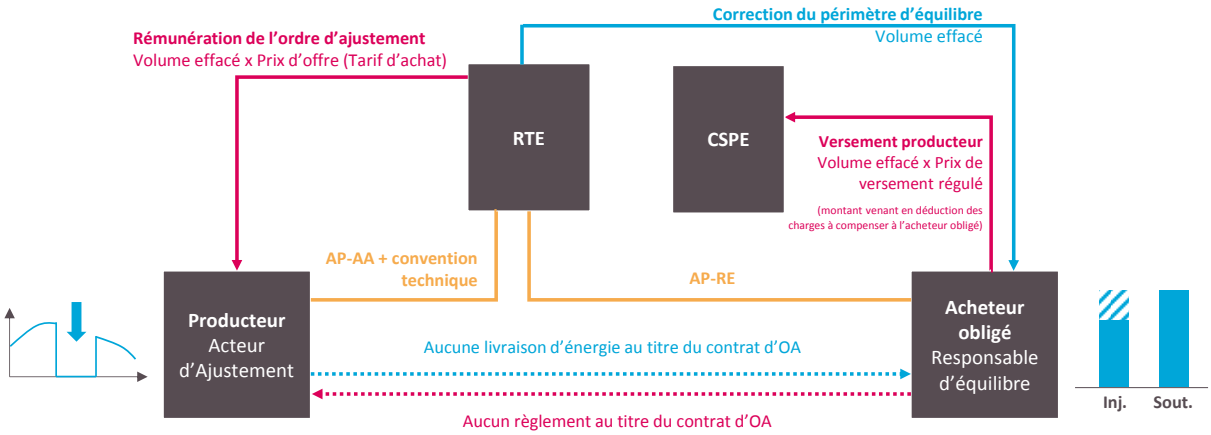
ANODE ENERGIE, EDF et souhaitent que soient explicitées les modalités de traitement des ajustements opérés sur des installations de production en complément de rémunération ou hors dispositif de soutien.

Pour ces capacités, la participation au mécanisme d'ajustement (équilibrage et gestion des flux sur le réseau) n'est pas contrainte. Le producteur désigne librement son RE et doit, selon les modalités générales des règles, conclure un accord avec lui en vue de la participation des sites à l'ajustement (accord AA-RE). Cet accord peut prévoir des modalités financières liées à la correction du périmètre d'équilibre (cf. 4.3.1.6). La convention technique établie avec le producteur (acteur d'ajustement) devra établir un lien entre le prix d'offre de l'ajustement à la baisse et le prix contractuel convenu librement entre le producteur et son RE.

4.4.4 Flux financiers associés à la limitation de production en obligation d'achat

EDF n'est pas favorable au schéma proposé par RTE (détaillé au paragraphe 4.3.1.6) qui représente une complexité contractuelle et opérationnelle accrue tant pour les acheteurs (acheteurs obligés EDF et ELD, organismes agréés et acheteur de dernier recours en CR) que pour les producteurs en obligation d'achat.

RTE partage l'objectif de minimiser le coût de mise en œuvre des effacements de production, tout en garantissant la neutralisation des impacts sur le RE. Ainsi, RTE propose d'introduire un schéma permettant d'assurer la neutralité financière de l'acheteur obligé sans que ce dernier soit contraint de mettre en œuvre un flux financier spécifique avec chacun des producteurs concernés :



Dans ce modèle, la valorisation du bloc d'injection au sein du périmètre d'équilibre de l'acheteur oblige (correction de l'ajustement à la baisse) est déduite du montant de la compensation des charges de services public supportées par les acheteurs obligés. Ce modèle conduit à faire porter un coût supplémentaire au TURPE : dans le modèle soumis à consultation, le prix d'offre était égal à [Tarif d'achat] – [Prix contractuel AA-RE] ; dans le nouveau modèle proposé, le prix d'offre est pris comme égal au tarif d'achat tandis, faisant ainsi porter un surcoût au TURPE.

La mise en œuvre de ce schéma nécessite une évolution du cadre réglementaire du calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat. RTE demande un positionnement de la CRE sur cette proposition.

Dans l'hypothèse où cette solution serait retenue par la CRE et dans l'attente de sa déclinaison au sein du cadre réglementaire du calcul du coût évité, RTE maintient sa proposition initiale (décrite au 4.3.1.6).

Afin d'être en mesure d'évoluer vers le nouveau schéma proposé et toujours dans l'hypothèse de sa validation par la CRE, la proposition de texte soumise à l'approbation de la CRE intègre une modalité visant à ce que, à partir d'une date B notifiée par RTE aux acteurs d'ajustement, l'accord AA-RE ne soit pas exigible pour la participation des sites de production en obligation d'achat (cf. article 4.2.2.3.1 de la section 1 du texte soumis à l'approbation de la CRE).

4.4.5 Besoins de RTE et échéance de mise en œuvre

Des hypothèses prises au sein des S3REnR résultent un besoin technique effectif de recours à des effacements de production HTA dans plusieurs zones. Afin de traiter ce besoin, des automates réseau d'effacement de production HTA ont été mis en œuvre en collaboration avec le gestionnaire de réseau de distribution. Depuis mi-2017, dans les zones concernées, des contraintes RPT sont susceptibles d'apparaître à réseau complet ou suite à la perte d'un ouvrage. En 2018, de nouvelles zones entreront en contrainte du fait du remplissage progressif des schémas. Compte-tenu des exigences qui s'imposent à RTE en termes de sûreté de l'exploitation du réseau, l'apparition de ces contraintes entrainera nécessairement l'effacement d'une partie de la production en aval de la contrainte.

A date, il n'existe pas de cadre contractuel pour traiter financièrement ces effacements de production. La présente proposition de RTE vise à permettra de cadrer, au sein du mécanisme d'ajustement (i) les modalités de rémunération des producteurs effacés, (ii) les modalités de correction des périmètres d'équilibre et (iii) les modalités de publication des volumes effacés.

Dans l'attente de la mise en œuvre de ces modalités, l'indemnisation des producteurs liée aux effacements devra se faire hors cadre contractuel sur la base d'une logique de compensation de préjudice défini ex-post. Le périmètre d'équilibre ne pourra pas être corrigé et la neutralité financière de l'acheteur obligé ne pourra pas être assurée.

Ainsi, RTE maintient sa proposition d'intégrer, dès la version 8.3 des règles MA-RE, le socle réglementaire nécessaire pour traiter les impacts de l'activation automatique d'effacements de production.

ENGIE souhaite qu'une discussion de fond soit entamée concernant la publication, par les gestionnaires de réseau, des besoins liés aux contraintes réseau et à l'utilisation de leviers offerts à prix libre pour les couvrir.

RTE poursuivra la concertation, dans un cadre plus large, sur les leviers de traitements des contraintes réseau, l'intégration des EnR aux mécanismes d'équilibrage et la gestion coordonnée entre gestionnaires de réseaux des flexibilités raccordées au réseau public de distribution conformément à la délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

5 AUTRES EVOLUTIONS RELATIVES AU MECANISME D'AJUSTEMENT

Les paragraphes suivants détaillent les autres évolutions de la section 1 des règles MA-RE.

5.1 Correction de la formule du PRE (cas k<0)

5.1.1 Contexte et problématique

Conformément aux dispositions relatives au paragraphe 5 des règles du mécanisme d'ajustement, la matrice de calcul du prix de règlement des écarts intègre un facteur k qui permet de gérer le solde du compte ajustement. La gestion du solde du compte s'effectue en deux temps : une valeur du k est fixé ex-ante ; celle-ci est ensuite régularisée une fois toutes les données d'écarts des responsables d'équilibre considérées comme définitives (12 mois après la fin de la période considérée), et sur un solde à atteindre fixé par la CRE. Cette nouvelle valeur du k (ou k') donne lieu à une réévaluation des flux financiers liés aux écarts sur la période concernée et donc à une régularisation de l'ensemble des factures d'écart.

Il peut arriver que la valeur du k après régularisation (k') intervenant dans la formule du prix de règlement des écarts soit, dans certaines situations, négative. Pour l'année 2016 par exemple, les prévisions du reversement du solde du compte « Ajustement-Ecarts » nécessitent une valeur négative du coefficient « k' » pour l'annuler le solde. Ce cas de figure n'avait pas été pris en compte dans la version actuelle des Règles MA-RE et le tableau donnant les formules du PRE ne permet pas de gérer correctement cette situation.

Dans l'attente de la délibération de la CRE sur la valeur définitive du solde du CAE 2016, RTE propose de faire évoluer les formules de calcul du PRE qui sont décrites aux paragraphes 5.1 et 5.10.3.3 de la section 1 des règles MA.

Les évolutions proposées s'appliquent donc pour :

- La matrice « Single Price » en vigueur dans les règles depuis le 7 avril 2017 et appliquée pour les échéances postérieures à cette date
- La matrice « Dual Price » qui s'applique aux écarts pour les échéances comprises entre le 1er avril 2016 et le 7 avril 2017.

Il est à noter que ces modifications ne remettent pas en cause les facturations déjà émises dans le cadre du règlement des écarts pour les échéances concernées. En effet, les modifications impacteront uniquement les factures liées au reversement du solde du CAE dans le cas où le k' permettant d'atteindre le solde fixé par la CRE devrait être négatif.

Le comportement problématique observé pour les formules du PRE décrites par la version actuelle des règles MA-RE est dû à l'introduction des formules « min » et « max » dans les règles MA-RE précédentes permettant de traiter les situations où le PMP est négatif. Or, dans la situation où le coefficient k' calculé ex-post serait négatif, les formules des prix des écarts validant les conditions « min » et « max » deviennent « celles définies pour un PMP du signe opposé ».

Exemple avec une hypothèse **PMP >0 pour la matrice « Dual Price »:**

- **Si k'>0** : $PREN_H = Max(PMP_H * (1+k') ; PMP_H/(1+k')) =$ **$PMP_H * (1+k')$**
- **Si k'<0 :** $PREN_H = Max(PMP_H * (1+k') ; PMP_H/(1+k')) =$ **$PMP_H/(1+k')$ → ce qui n'est pas le comportement attendu**

Exemple avec une hypothèse **PMP >0 pour la matrice « Single Price » :**

- **Si k'>0** : $PREN_H = Max(PMP_H * (1-k'); PMP_H * (1+k')) =$ **$PMP_H * (1+k')$**
- **Si k'<0 :** $PREN_H = Max(PMP_H * (1-k'); PMP_H * (1+k')) =$ **$PMP_H*(1-k')$ → ce qui n'est pas le comportement attendu**

5.1.2 Propositions de correction de la formule du PRE

Afin de rendre la matrice de calcul du PRE compatible avec un éventuel k négatif, il est proposé de distinguer les cas où le PMP est positif et les cas où le PMP est négatif.

5.1.2.1 Matrice « Dual Price » utilisée du 1er avril 2016 au 6 avril 2017

Proposition d'évolution :

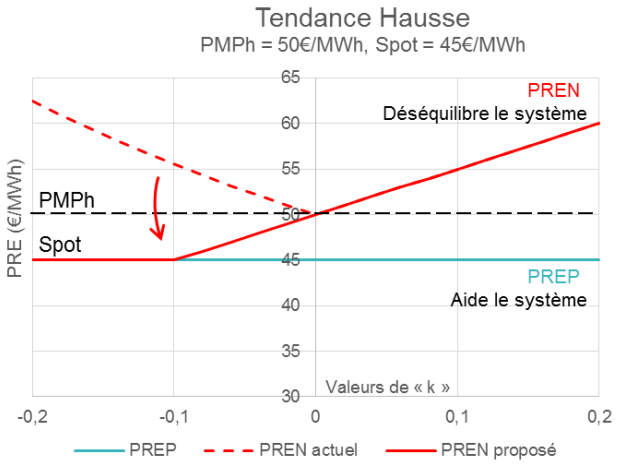
PMP > 0	Tendance à la Hausse **(et PMP_H positif)**	Tendance nulle	Tendance à la Baisse **(et PMP_B positif)**
Ecarts positifs	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence	$PMP_B/(1+k)$ *Nota 1*
Ecarts négatifs	$PMP_H * (1+k)$ *Nota 2*	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence

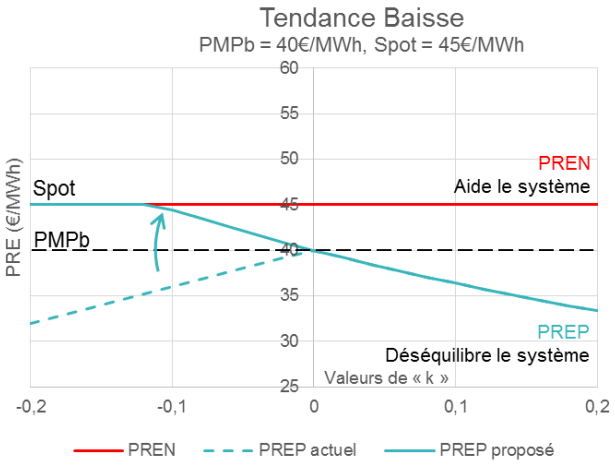
PMP < 0	Tendance à la Hausse **(et PMP_H négatif)**	Tendance nulle	Tendance à la Baisse **(et PMP_B négatif)**
Ecarts positifs	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence	$PMP_B *(1+k)$ *Nota 1*
Ecarts négatifs	$PMP_H/(1+k)$ *Nota 2*	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence

Nota 1 : cette valeur ne peut être supérieure au Prix Spot de Référence

Nota 2 : cette valeur ne peut être inférieure au Prix Spot de Référence

Le comportement lié à cette évolution peut se représenter de la façon suivante :





5.1.2.2 Matrice « Single Price » utilisée à partir du 7 avril 2017

Proposition d'évolution :

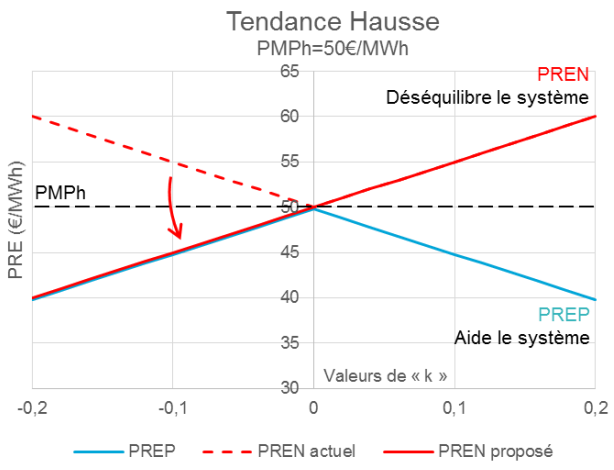
PMP > 0	Tendance du système électrique français à la hausse **(et PMP_H positif)**	Tendance du système électrique français à la baisse **(et PMP_B positif)**
Ecarts positifs	PMPH * (1-k) *Nota 1*	PMP_B * (1-k)
Ecarts négatifs	PMP_H * (1+k)	PMP_B * (1+k) *Nota 2*

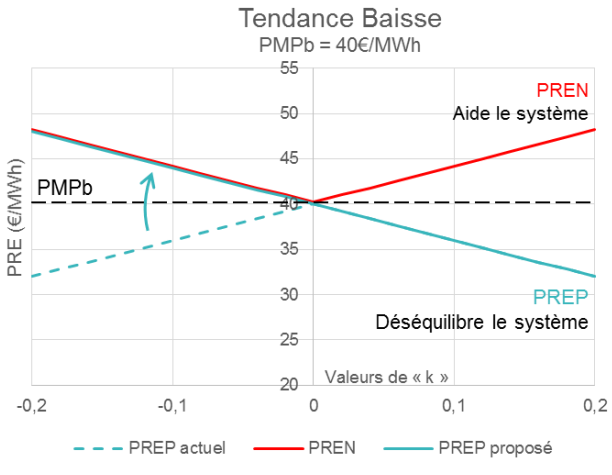
PMP < 0	Tendance du système électrique français à la hausse **(et PMP_H négatif)**	Tendance du système électrique français à la baisse **(et PMP_B négatif)**
Ecarts positifs	PMP_H * (1+k) *Nota 1*	PMP_B * (1+k)
Ecarts négatifs	PMP_H * (1-k)	PMP_B * (1-k) *Nota 2*

Nota 1 : Le PREP ne peut pas être supérieur au PREN

Nota 2 : Le PREN ne peut pas être inférieur au PREP

Le comportement lié à cette évolution peut se représenter de la façon suivante :





5.2 Définition des modalités de modification du prix d'une offre activée

Il est aujourd'hui possible de modifier le prix d'une plage de prix d'une offre jusqu'à une heure avant cette plage (temps correspondant au délai de neutralisation) et à condition que l'offre soit non appelée à l'heure du guichet.

Dans le cas d'une offre spécifique 1 activée sur une plage de prix 1 qui continuerait sur une prochaine plage de prix 2 sous la forme d'une offre spécifique 2 sans précision relative quant à son moment de désactivation (activation « jusqu'à nouvel avis »), RTE doit pouvoir être en mesure de la désactiver si un nouveau prix (non compatible avec la préséance économique) est défini sur la plage de prix 2.

Or, dans le cas où l'activation de l'offre 1 a lieu avant le délai de neutralisation, avec une durée [DMO+DOmin] dépassant le délai de neutralisation d'une heure, il n'est plus possible pour RTE de la désactiver avant le passage à l'offre 2 (qui sera donc activée au prix de la plage de prix 2), alors qu'il est toujours possible pour l'acteur de définir un nouveau prix sur la plage de prix 2.

Afin d'éviter les situations d'abus, il est proposé d'ajouter la condition suivante de modification de prix d'une offre dans les règles (paragraphe 4.3.2.3.2 des règles) :

- pour une offre spécifique activée (sur une plage de prix correspondante) et qui continue sur la (ou les) plage(s) de prix suivante(s) sous la forme d'une nouvelle offre spécifique, la modification du prix de la prochaine plage de prix sera prise en compte après le délai de neutralisation ou après la durée [DMO+DOmin] si celle-ci est supérieure au délai de neutralisation.

5.3 Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites

Les conditions d'utilisation des offres explicites comportent un paramètre (inclus dans les conditions particulières de l'offre) dénommé « délai de neutralisation entre activation » (ou DNA). Techniquement, ce paramètre, lorsqu'il est nécessaire, est aujourd'hui transmis par les acteurs dans le champ ComOh ou ComOb du fichier CT_CE. Cette saisie n'est pas harmonisée et est faite de façon hétérogène.

Afin de pouvoir exploiter correctement les données du fichier CT_CE concernant le DNA, RTE propose le format de saisie suivant :

- DNA = XX, où XX = délai en minutes

Cette proposition de format est intégrée aux Règles SI (Guide d'Implémentation des Messages du Système d'Information support de la Programmation et du Mécanisme d'Ajustement, §6.4.2)

5.4 EDA constituées de plusieurs EDP sur le RPT

Suite aux demandes formulées dans le cadre du groupe de travail « Souplesse des EDA », RTE a mis en œuvre une évolution permettant aux acteurs d'ajustement de regrouper, sans l'accord préalable de RTE, plusieurs « petites » EDP localisées sur des sites différents raccordés au RPT au sein d'une même EDA. Ces EDA ne peuvent en revanche programmer de services système avant une date D.

RTE propose de reporter cette date D (et donc de reporter la restriction liée aux services système) à une refonte plus globale du mode de constitution des offres d'ajustement qui est prévue dans le cadre de la déclinaison du code Electricity Balancing.

Actuellement, aucun acteur d'ajustement n'a réalisé de regroupement de « petites » EDP au sein d'une EDA. Le report proposé par RTE ne devrait donc pas avoir de conséquence pour les acteurs d'ajustement et permettra d'éviter des évolutions non pérennes du système d'information de RTE.

5.5 Offres dont la puissance est inférieure à 10 MW

Plusieurs acteurs de marché (BHC ENERGY, ENERGY POOL et EQINOV) ont proposé que la méthode d'affectation des EDA ayant la possibilité de formuler des offres de moins de 10 MW évolue pour permettre à chaque opérateur de disposer de la faculté de faire des offres de moins de 10 MW.

La méthode d'affectation en vigueur depuis 2015 permet d'attribuer 10 EDA qui ont la possibilité de formuler des offres dont la puissance est inférieure à 10 MW, selon la méthode du « premier arrivé, premier servi ». Ce nombre est actuellement atteint.

La cible de RTE reste une ouverture aux EDA de 1 MW, sans limite. Pour atteindre cette cible, des évolutions du système d'information sont nécessaires pour que RTE puisse opérer la sélection des offres dans des conditions opérationnelles satisfaisantes (mobilisation d'un volume de MW en cohérence avec les besoins du système électrique, maintien du respect de la préséance économique). Une première étape a été réalisée en 2015 avec l'informatisation des ordres d'ajustement. RTE travaille actuellement à une refonte importante du système d'information dans le cadre de la déclinaison du règlement européen « Electricity Balancing », qui devrait permettre d'intégrer totalement ce type d'offres.

Dans l'attente, RTE propose que dès le 1er janvier 2018 :

- la constitution des EDA devienne libre, et ne nécessite plus d'atteindre une puissance d'ajustement de 10 MW ;
- pour une journée J, chaque acteur d'ajustement dispose de la faculté de proposer une (et une seule) EDA de type « explicite » pour une puissance inférieure à 10 MW.

Afin de pouvoir prendre opérationnellement en compte les offres formulées à partir de ces EDA, la proposition de RTE doit s'accompagner d'une uniformisation de certaines caractéristiques techniques des offres d'ajustement. RTE propose que les caractéristiques suivantes soient harmonisées :

- DMO inférieur ou égal à 30 minutes ;
- DOmin inférieur ou égal à 60 minutes.

Ces caractéristiques techniques correspondent aux exigences techniques minimales qui seront imposées aux offres dites standard qui seront proposées par les acteurs d'ajustement à partir de fin 2018.

Les acteurs qui souhaitent offrir plusieurs capacités simultanément peuvent regrouper les différents sites au sein d'une unique EDA, dans la mesure où ces regroupements respectent les conditions d'agrégation prévues par les règles MA-RE.

5.6 Clarification concernant les offres échangeurs

RTE propose de clarifier les éléments qui doivent constituer une EDA « Point d'Échange ». Ces dernières doivent être constituées (i) d'un accès à une interconnexion permettant la nomination de transaction liées au mécanisme d'ajustement et (ii) doivent approvisionner l'énergie vendue sur le mécanisme d'ajustement à l'extérieur du périmètre français métropolitain.

RTE a donc proposé une évolution de la rédaction de l'article 4.2.1.1.1 de la section 1 des règles MA-RE pour préciser ce point.

5.7 Activation pour la réalisation de tests

L'arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie prévoit la réalisation de tests d'activation sur le mécanisme d'ajustement. Dans ce cas, l'arrêté (article 7.9.4.3) prévoit une rémunération spécifique des offres d'ajustement : les offres activées pour motif de test via une rémunération au prix marginal.

Par ailleurs, RTE prévoit de mettre en place des modalités similaires de rémunération pour les capacités contractualisées dans le cadre de l'appel d'offres effacement au titre de l'article L. 271-4 du Code de l'énergie.

RTE propose de clarifier la situation dans le corps du texte des règles MA-RE, en précisant que la rémunération des activations réalisées dans le cadre de tests peut être convenue dans des contrats séparés. Cette précision permet de laisser davantage de liberté sur la valeur du prix des offres formulées sur le mécanisme d'ajustement, tout en cadrant les conditions de réalisation de tests via ce mécanisme.

RTE propose également de préciser que la prise en compte de ces activations pour le calcul du prix de règlement des écarts est au moins égal au prix marginal d'ajustement lorsque le prix d'offre est supérieur au prix marginal d'ajustement (un test non rémunéré ne peut faire diminuer artificiellement le prix de règlement des écarts).

6 ANNEXE 1 – TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE

Section	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre le 1er janvier 2018			
1	Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage télérelevées	1er janvier 2018	
1	Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau		
1	Correction de la formule du PRE (coeff k<0)		
1	Définition des modalités de modification du prix d'une offre activée		
1	Intégration des flux financiers relatifs aux écarts d'arrondis dans le CAE		
1	Introduction d'une tolérance pour le respect du DOmin		
1 & SI	Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites		
1 & 2	Annexe 3 - Correction domiciliation bancaire de RTE		
1 & 2	Pénalités de retard		
Mise en œuvre à une date postérieure au 1er janvier 2018			
1	Simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur MA/NEBEF Dates A et A' héritées de la précédente version v8.1	Date A et A'	date A (vers mi-2018) date A' (pas avant v9)

Section	Evolution	Date	Commentaires
1	Constitution et évolution du périmètre d'ajustement L'accord AA-RE ne sera pas exigible pour la participation des sites de production en obligation d'achat.	Date B (section1)	-
1	Programmation des capacités de production RPD Installations ne participant pas au MA	Date D (section 1)	S2 2018
1	Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage profilées	Date E (section 1) et Date E' (section1)	mi 2018
1	Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau - publication aux RE	Date F (section 1)	fin T2 2018

7 ANNEXE 2 – REPONSES DETAILLEES DE RTE AUX REMARQUES DES ACTEURS

Sujet	Acteur	Type de remarque	n° Article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Programmation	ADEeF	proposition	3.2.1	La Date D à partir de laquelle l'établissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD est mis en œuvre doit être conjointement convenue entre les GRD et RTE.	"A une date D, convenue entre les GRD et RTE, le GRD est chargé d'établir…."	Remarque prise en compte
	ADEeF	commentaire	4.3.1.2.2	La proposition de RTE "d'empêcher" la formulation d'offres explicites aux EDA d'injection RPT et aux EDA d'injection RPD nous semble aller à l'encontre de la philosophie du code balancing qui prévoit un marché de l'équilibrage européen à travers des offres explicites		RTE invite les acteurs à formuler des offres explicites standard avec l'arrivée des plateformes européennes d'équilibrage, et en parallèle de ce dispositif "standard" à fournir des offres implicites spécifiques. RTE ne souhaite pas empêcher les acteurs de fournir des offres explicites standard.
	Alpiq Energie	Commentaire		**TOP et Programmation RPD** D'après les calendrier, les capacités de production RPD devront programmer et offrir au MA en implicite en S2 2018. Par ailleurs, il est prévu que l'interface TOP remplace SYGA et EPAT en Q4 2018. Nous souhaitons que TOP soit mis en œuvre avant que les capacités de production RPD ne soient contraintes à programmer et à offrir en implicite afin de ne pas avoir à développer et refondre les SI pour quelques mois de transition avant TOP.		L'interface TOP remplacera SYGA et E-PAT uniquement pour l'envoi des programmes d'appel dans un premier temps, puis l'ensemble des fichiers actuellement reçus dans SYGA et E-PAT seront progressivement transférés dans la nouvelle application. TOP ne pourra être mis en œuvre avant T4 2018 en revanche pour éviter des développements inutiles, nous n'exigerons aucun envoi de programmes avant la mise en œuvre de TOP (pour les capacités RPD soumettant actuellement des offres explicites sur le MA). Nous faisons également évoluer la formulation du projet de règles prévoyant une dérogation sur 2 ans.
	Alpiq Energie	Commentaire		**Capacités RPD "non marginales" (informations)** La définition des capacités en injection RPD "non marginale" implique d'avoir connaissance des puissances au transformateur HTA / HTB. Afin de pouvoir anticiper les évolutions à apporter côté client et côté SI, RTE peut-il transmettre quelles sont les capacités "non marginales" au moins 3 mois avant la mise en oeuvre de la programmation de ces capacités ? Nous pouvons éventuellement fournir la liste des CARD-I concernés.		Le seuil de non marginalité est défini dans l'arrêté raccordement de 2008. RTE n'a pas connaissance des capacités non marginales directement. Cette demande doit être faite auprès des GRD de raccordement.
	Alpiq Energie	Question		**Capacités RPD "non marginales" (maille agrégation)** Si un RE (et eventuel futur RP) possède plusieurs capacités d'injection RPD derrière un même transformateur HTA / HTB. Faut-il considérer le critère" non marginale" à l'échelle de chaque CARD-I ou à l'échelle de l'ensemble des CARD-I de l'acteur pour cet transformateur ? Autrement formulé : quelle est la maille de définition des "capacités non marginales" ? Point de raccordement au réseau ou ensemble de points de raccordement d'un même PE/PP/PA derrière un même transformateur ?		Le seuil de non marginalité est défini dans l'arrêté raccordement de 2008. Il s'applique à la maille d'une installation de production.
	Anode Energie	Commentaire	3	Les modalités d'envoi des programmes d'appel des sites d'injection connectés au RPD nous conviennent. Deux points opérationnels seront toutefois à prévoir afin de limiter les coûts liés à ce nouveau dispositif : - Possibilité pour le producteur de mandater un tiers (RE ou autre) pour l'envoi des programmes - Uniformisation des modes de collectes des programmes entre les GRD		En ce qui concerne l'envoi des programmes d'appel par les producteurs aux GRD, RTE invite les acteurs à se rapprocher des GRD pour soumettre leurs remarques. Les présentes règles décrivent uniquement le cadre contractuel entre GRD et RTE.
	Direct Energie	Commentaire		**Evolution du dispositif de programmation** S'agissant de la diminution du pas de programmation (15' ou 5') à horizon des règles v9, Direct Energie est défavorable à un pas de temps différent de celui du règlement des écarts, qui générerait une complexité pour les acteurs inutile (gérer 2 pas de temps différents). Par ailleurs, il semble que le guide d'implémentation de la plateforme TOP n'ait pas été envoyé aux acteurs d'ici fin T3-2017 comme annoncé dans la consultation.		RTE propose que la mise en œuvre d'un programme à un pas plus fin que le pas de règlement des écarts soit optionnel pour les capacités ne proposant pas d'offres standard. Cet envoi à un pas plus fin n'est néanmoins pas inutile dans la mesure où les ajustements sont contrôlés à un pas plus fin que le pas de règlement des écarts.
	EDF	Commentaire	3.2.1	EDF remercie RTE pour la visibilité et les explications fonctionnelles apportées dans le rapport		Le sujet de la programmation RPT ne fait pas l'objet de la présente saisine.

				d'accompagnement sur l'évolution des modalités de transmission du programme d'appel, bien que ce point ne figure pas en tant que tel dans le projet de règles 8.3. Comme décidé par la CRE dans sa délibération du 22/06/2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, la programmation doit rester homogène avec le pas de règlement des écarts (30 minutes), la transmission de programmes à pas plus fin restant optionnelle. EDF tient à préciser qu'il ne s'agira que de donner à RTE une indication sur le placement des variations au programme, ces programmes restant optimisés à pas 30'. Cette information supplémentaire mise à disposition de RTE ne doit donc pas conduire à des contrôles plus fins pour les producteurs envoyant des programmes à pas 5' par rapport à ceux restés à pas 30'. EDF ne sera cependant pleinement en mesure de réagir sur les propositions de RTE que lorsque le projet de Règles SI aura été publié par RTE, fin T3 2017. A ce propos, EDF ré-exprime sa demande que les modalités opérationnelles et techniques soient pleinement concertées avec les acteurs. A partir des éléments communiqués par RTE dans le rapport d'accompagnement (§2.3.1.1.1.1), et dans l'attente de la poursuite de la concertation sur ces modalités, EDF souhaite d'ores et déjà mentionner les observations suivantes : - Pour les programmes à pas 5', RTE indique que « Chaque pas 5' doit être renseigné par l'acteur avec la puissance maximale atteinte au plus tard en fin de pas de 5' ». La formulation « puissance maximale » semble introduire une dissymétrie pour la description des montées (puissance atteinte en fin de pas 5') et des baisses de charge (puissance maximale au début de pas 5'). Pour supprimer toute ambiguïté, EDF préconise de transmettre la « puissance atteinte au plus tard en fin de pas de 5' », ou encore de raisonner en puissance cible sur un instant et non un intervalle. - Pour les programmes transmis à pas 30', RTE propose d'interpréter qu' « un pas 5 minutes non renseigné a pour valeur de puissance celle du pas 5 minutes précédent ». Ceci n'est pas cohérent avec la pratique actuelle d'expression des programmes en convention finissante (i.e. la valeur en MW sur un pas 30' correspond à la puissance atteinte au plus tard en fin d'intervalle 30' et est considérée constante sur tout l'intervalle 30' dans la traçabilité actuelle de RTE). Pour continuer à envoyer des programmes à pas 30' avec le principe proposé par RTE, il faudrait, par exemple, que la valeur de puissance sur le pas de temps [10h00-10h30] soit horodatée à 10h00 ou 10h05 et non plus 10h30. Dans le cadre d'une évolution présentée par RTE comme un simple changement d'interface SI, EDF n'est pas favorable à un tel changement de référence, source probable de confusion pour les opérateurs, et appelle RTE à poursuivre la concertation. Compte tenu de l'importance de la transmission des programmes pour la gestion du système, les modalités de test et de transition devront être soigneusement étudiées et concertées.		Le point sera traité dans le cadre des règles V9, lors des prochains GT.
	EDF	Modification	3.1.2.3.1	La suppression de la limite de 35 redéclarations par guichet intrajournalier, mentionnée au §2.3.1.3 du rapport de consultation, ne figure pas dans le projet de Règles.	Suppression du § relatif au Nlimite	La suppression sera mise en œuvre en V9 en même temps que la nouvelle interface TOP.
	EDF	Commentaire	3.1.2.3.3	Dans le cadre de la refonte des modalités d'envoi du programme d'appel, il conviendra de réinterroger le processus d'acceptation/refus des redéclarations de programme d'appel par RTE et l'actuel délai de 15 minutes prévu à l'article 3.1.2.3.1. En effet, les futures offres d'ajustement standards (TERRE) à poster au guichet « Balancing Energy » dépendront du programme d'appel redéclaré validé.		RTE envisage en effet de réduire ce temps et d'automatiser un certain nombre de tâches. Cette réduction est à l'étude.
	EDF	Modification	3.1.2.3.4	RTE propose que les redéclarations de programme prévisionnel soient soumises au Délai de Neutralisation, ce qui n'est pas le cas actuellement. EDF considère que dans la mesure où les programmes prévisionnels présentent un caractère fatal, il n'y a pas lieu d'imposer un Délai de Neutralisation.	Maintien de la formulation actuelle	RTE souhaite que l'ensemble des moyens soient soumis au Délai de Neutralisation. La fourniture de réserve primaire ou secondaire d'une Entité de Prévision n'est pas forcément fatale.

	EDF	Commentaire	3.2	**Programmation RPD** EDF observe que RTE ne traite que des interfaces le concernant (producteur-RTE et GRD-RTE), tandis que l'interface producteur-GRD n'est pas évoquée et est renvoyée à une concertation ultérieure sous pilotage des GRD. EDF appelle donc les gestionnaires de réseau à engager cette concertation rapidement et de façon coordonnée. EDF souhaite dès à présent formuler les remarques suivantes : • La mise en place de ce nouveau flux de données impliquera des évolutions importantes de processus et de système d'information pour les acteurs, qui auront besoin d'un temps d'adaptation suffisant (à évaluer une fois que les modalités précises seront connues). Comme déjà évoqué par ailleurs, les nombreuses autres évolutions à venir sur l'équilibrage nécessitent de la visibilité et ne pourront pas toutes être réalisées en même temps. • EDF comprend le besoin des GRD de disposer de plus de visibilité sur les flux transitant sur leur réseau, dans le contexte du développement de la production raccordée au RPD. Il est cependant nécessaire que les obligations des producteurs reposent sur un besoin réel et restent proportionnées. En particulier, EDF considère que la proposition de RTE d'un seuil systématique de 1 MW pour définir le caractère « marginal » ou non d'une installation de production est trop contraignante. En GT « évolution des Règles MA » du 03/05/2017, Enedis a mentionné qu'une information sur la disponibilité prévisionnelle était suffisante pour ses besoins d'exploitation du RPD : la mise en oeuvre pourrait se faire de façon différentiée, en commençant par les zones dans lesquelles l'exploitation du RPD est effectivement contrainte. • En terme de modalités opérationnelles pour les producteurs, EDF demande un minimum de coordination entre les différents gestionnaires de réseau : ne pas avoir à envoyer deux fois les mêmes informations au GRT et au GRD, interfaces et formats SI similaires pour l'envoi des programmes RPT/RPD, guichet unique pour la transmission aux différents GRD, horaire unique pour les guichets de programmation RPD et RPT (dans la proposition de RTE, les heures d'envoi des programmes agrégés par les GRD sont identiques aux guichets de programmation RPT, ce qui risque de se traduire par un horaire anticipé du guichet producteur-RPD). Ceci permettra également d'éviter des incohérences entre les données à disposition de RTE et celles à disposition des GRD.		RTE et les GRD se coordonnent pour la mise en œuvre de cette nouvelle obligation, néanmoins les obligations producteurs-GRD seront précisées dans le cadre des instances adhoc GRD-Producteurs.
	EDF	Modification	3.2.2 & 3.2.3	Pour le responsable de programmation, l'horaire d'envoi des programmes aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution doit être le même. Or RTE prévoit une transmission du programme d'appel agrégé par le GRD à l'heure limite d'accès au réseau, il semble nécessaire de prévoir un temps de traitement par le GRD.	Heure limite d'accès au réseau + délai à définir avec les GRD	Pour RTE, l'horaire de reception des (i) programmes d'appel par les responsables de programmation et des (ii) programmes d'appel agrégés par les GRD doit être le même afin de pouvoir garantir la sûreté du système électrique. Afin de permettre un temps de traitement par le GRD, l'heure limite de transmission des programmes par les producteurs aux GRD pourra être avancée de quelques minutes (éléments à concerter dans le cadre des échanges GRD-Producteurs).
	EDF	Modification	4.3.1.2.2	Les offres MA sur des sites de production RPD peuvent actuellement être exprimées sous forme implicite ou explicite. RTE propose, au motif qu'un programme lui est envoyé, de supprimer la possibilité de formuler des offres explicites à partir de sites de production RPD. EDF n'est pas favorable à cette suppression : l'envoi d'un programme n'est pas contradictoire avec la formulation d'offres sous forme explicite, il revient dans ce cas à l'acteur de veiller à la cohérence des programmes et des offres. A minima, la possibilité transitoire de formuler des offres explicites à partir de sites de production RPD doit pouvoir systématiquement être accordée (cf remarque formulée au §7.1)	Maintien de la formulation actuelle, avec possibilité d'envoi d'offres implicites ou explicites.	RTE confirme que la possibilité de formuler des offres spécifiques explicites jusqu'en 2020 est offerte à tous les acteurs.
	EDF	Modification	7.1	Cf commentaire formulé au §4.3.1.2.2. La possibilité transitoire de formuler des offres explicites à partir de sites de production RPD doit pouvoir systématiquement être accordée jusqu'en 2020.		RTE a modifié la rédaction en ce sens.
	Energy Pool	Commentaire	3	Energy Pool soutient la proposition de RTE d'offrir deux options (cas nominal et dérogatoire) jusqu'en 2020.		RTE confirme qu'il sera possible, pour un acteur, de choisir entre les deux options pour chaque EDA entre l'entrée en vigueur et 2020.

				Energy Pool pense par ailleurs qu'il serait utile de pouvoir choisir entre les options pour chaque EDA.		
	Energy Pool	Commentaire	3	Energy Pool souhaiterait que soit donnée de la visibilité sur la pérennité des options 5'/15' d'ici la phase 2 telle que définie dans le rapport d'accompagnement afin d'éviter de développer un modèle dont la durée de vie serait incertaine.		Les options 5' et 15' sont deux options pérennes. L'option 30' a une durée de vie limitée à la durée du pas de règlement des écarts 30'.
	ENGIE	Commentaire	3	**Programmation des installations de production RPD (Rapport accompagnement - §2.2)** ENGIE estime que la description de ce mécanisme, rendu obligatoire par l'ordonnance 2016-1059, aurait dû faire partie des présentes Règles de Programmation v8.3, même si ce mécanisme concerne précisément les GRD. Cela aurait notamment permis d'assurer une homogénéité des procédures d'échange (et éviter ainsi toute singularité dans les conventions d'échanges "producteur-GRD") ainsi qu'une cohérence par rapport à ce qui existe aujourd'hui sur le RPT. ENGIE souhaite notamment que le format des fichiers échangés entre producteurs et RTE soit identique à celui échangé entre Producteurs et GRD.		La description des échanges GRD-RTE fait bien partie du présent jeu de règles. La description des échanges GRD-producteurs devra être concertée dans une instance ad'hoc pilotée par les GRD.
	ENGIE	Questions Commentaire	3	**Programmation des capacités RPD participants au MA (Rapport accompagnement - §2.2.3)** Le cas dérogatoire (option 2) est nécessaire pour nous laisser le temps de développer nos SI (évolution liée à l'envoi des Programme d'Appel à RTE). Pouvez-vous confirmer que nous pourrons bien bénéficier de ce cas dérogatoire pour une partie seulement de nos actifs, l'autre partie étant capable de faire des offres MA implicites (cf. actifs de Production RPT) ?		RTE confirme cette possibilité. La rédaction a été modifiée afin de vous rassurer sur ce point.
	ENGIE	Commentaire	3	**Pas de programmation (Rapport accompagnement - §2.3.1.1)** Concernant les propositions de RTE de faire évoluer les pas de programmation des Entités de Programmation vers un pas 5 minutes, Engie rappelle sa position exprimée lors de la consultation de la « Feuille de Route » en 2016 : Dans le cadre du projet TERRE, les TSO ont défini entre eux de s'échanger des produits « Scheduled » afin de pouvoir proposer des liens naturels avec les produits de marchés. Pour ENGIE ce choix a des conséquences négatives importantes que nous pouvons résumer de la façon suivante : • Ces échanges peuvent augmenter les occurrences d'écarts de fréquence aux « coups d'horloge » (en début de chaque pas). Afin de pallier à ces inconvénients, les TSOs ont convenu entre eux de s'échanger des produits trapézoïdaux. Ces produits étant différents des produits de marché, les acteurs de marché mettront en place des méthodes de calcul spécifique pour faire leurs offres. La différence de prix des offres entre les marché infra-journalier et d'Ajustement n'est pas de nature à donner de la transparence aux différents mécanismes. • RTE propose de plus que les acteurs d'ajustement livrent ces produits trapézoïdaux via une nomination de la programmation au pas 5 minutes afin de mettre en place un mécanisme incitatif au respect du profil de l'ajustement demandé. Ces évolutions entrainent des coûts importants pour les acteurs d'ajustement et de plusieurs millions d'euros pour ENGIE. • Ce produit TERRE « Scheduled » ne semble pas un produit de premier intérêt pour les gestionnaires de réseau qui font face en réalité à des contraintes aléatoires qui ne se produisent pas nécessairement aux « coups d'horloge ».		Ces éléments ont été pris en compte par RTE. La programmation au pas 5 min est optionnelle.
	ENGIE	Commentaire /Confirmation		**Interface technique TOP (Rapport accompagnement - §2.3.2) :** Pour préparer au mieux l'arrivée de l'interface TOP à fin 2018 (pour l'envoi des PA), il est impératif de respecter l'échéance de livraison des spécifications IT définitives à fin T3 2017 (soit fin septembre 2017).		RTE mettra à disposition le guide d'implémentation à l'AT du 2 Novembre 2018.
	Uniper	Commentaire		**Programmation des capacités de production RPD Installations ne participant pas au MA** Uniper est favorable à la programmation des capacités de production RPD mais estime qu'il		Ce point ne fait pas partie des sujets inclus à la présente consultation.

				faudrait aller plus loin. Uniper considère en effet qu'il est nécessaire de renforcer la transparence et l'équité de traitement entre tous les détenteurs de capacités (tous types de producteurs, agrégateurs ou opérateurs d'effacement), notamment à travers une obligation de transparence sur la disponibilité étendue à toute capacité (bien en-deçà des seuils actuels).		
	Uniper	Commentaire		~~**Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage profilées**~~ Tout en étant favorable à l'extension de l'obligation de programmation aux installations de production raccordés au RPD, Uniper estime que cela peut complexifier le processus d'échange entre acteurs. Aussi, Uniper considère que les rôles et responsabilité de l'ensemble des acteurs doivent être clairement identifiés et que le besoin de coordination GRD/GRT est renforcé.		RTE et les GRD se coordonnent pour la mise en œuvre de cette nouvelle obligation.
	Uniper	Commentaire		**Evolution des modalités de programmation (mise en oeuvre pour la V9)** Uniper n'est pas favorable au passage au pas de programmation 15' ou 5' (phase 2) et demande que la programmation au pas 5 minutes reste optionnelle permettant ainsi aux acteurs de conserver la possibilité d'une programmation au pas 30 minutes.		RTE confirme que le passage au pas 5' restera optionnel à ce stade. Des exigences complémentaires pour les acteurs fournissant des produits standards pourraient être proposées. Avec un passage au pas de règlement des écarts 15' (phase 2), la programmation au pas 15 minutes sera obligatoire.
Traitement des congestions	ADEeF	Proposition	4.4.3.2	Modification du paragraphe 4.4.3.2 : Les GRD ne sont pas favorables à ouvrir la possibilité d'établir des conventions techniques entre RTE et les Sites de Soutirage compte tenu de l'absence de cas d'usage explicités par RTE. En outre, le besoin de sollicitation dans des délais courts (20 secondes, 1 minute, 5 minutes) semble correspondre à des procédures de sauvegarde pour lesquelles le Mécanisme d'Ajustement ne semble pas approprié. Concernant le cas d'usage SRRREnR avec les Sites d'Injection RPD, les GRD doivent être associés à l'établissement de la convention technique. Celle ci décrit notamment la sollicitation du Site d'Injection de RTE vers le GRD puis du GRD vers le SIte , et ce, en vue d'assurer leur mission de veiller, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'ils exploitent. De façon transitoire, si la sollicitation du GRD vers le Site d'Injection ne permet pas de répondre à toutes les exigences de RTE pour le raccordement d'un site d'energie renouvelable, il peut être imaginé des modalités spécifiques permettant à RTE d' établir une activation directe et aux GRD d'exploiter le réseau de distribution.	4.4.3.2 Indisponibilité Non Programmée du Réseau Public de Transport hors Réseau d'Evacuation [....] Ces modalités s'appliquent aussi lorsque l'Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont a été considérée comme provenant du Réseau d'Evacuation, suite à une information erronée de RTE ou suite à un défaut d'information. RTE peut établir avec un Acteur d'Ajustement une convention technique en vue de mettre en oeuvre un Automate Réseau portant sur un ou plusieurs Sites d'Injection et/ou de Soutirage raccordés au Réseau Public de Transport influençant la Congestion. Pour un Site d'Injection raccordé au Réseau Public de Distribution, RTE peut établir avec un Acteur d'Ajustement et le Gestionnaire de Réseau de Distribution de raccordement une convention technique. Celle-ci décrit notamment les modalités techniques associées à la sollicitation du Site d'Injection RPD, de RTE vers le GRD, puis du GRD vers le Site d'Injection via le Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation mis en œuvre entre le GRD et le Site d'Injection RPD. Par exception, cette convention peut prévoir, de façon transitoire jusqu'au 31 décembre 2018, une activation directe par RTE du Site d'Injection RPD. La convention intègre alors les modalités suivantes :	Le cadre général des règles prévoit déjà l'information du GRD sur les points suivants : - participation des capacités au MA (au sein du processus de gestion des périmètres d'ajustement) ; - activations en temps réel ; - activations en J+3. Si de nouveaux besoins de coordination apparaissent du fait des activations demandées par RTE, ils pourront être instruits dans le cadre des futures évolutions des règles. RTE ne souhaite pas contraindre, à ce stade, le champ d'étude des solutions techniques (activation RTE-producteur ou via GRD) et se laisser la possibilité d'expérimenter plusieurs schémas d'activation.

					o La prise en compte par RTE (en J-1 pour J) des informations fournies par les GRD sur les Sites d'Injection RPD à ne pas activer ; o L'information des GRD en temps réel et au même instant que le Site d'Injection de l'activation de l'automate soit à travers le canal prévu à l'article 4.8.3 des présentes Règles soit à travers un canal d'information spécifique; o La gestion par les GRD de la reprise de service des Sites d'injection RPD suite à l'activation de l'automate. Cette convention peut définir un [...] 4.3.1.3.3 « Conditions d'Utilisation des Offres explicites ». La convention visant à résoudre des Congestions sur le réseau par un canal automatique, la Puissance Maximale offerte au sein de cette convention n'est pas soumise aux conditions de seuil prévues par l'Article Condition relative à la Puissance Maximale Offerte ». L'Offre étant activable par un canal automatique canal spécifique, la convention peut définir des modalités spécifiques d'Appel de l'Offre d'Ajustement, différentes de celles prévues à l'Article 4.4.2.3 « Modalités d'Appel : envoi d'un Ordre d'Ajustement ». Dans le cas [...]	
	ADEeF	Commentaire	-	La mise en place de telles modalités pourrait aller à l'encontre de la libre participation des producteurs RPD au Mécanisme d'Ajustement, conformément à la loi. En effet, pour reprendre les termes du rapport d'accompagnement, RTE semble vouloir « imposer de façon pérenne le recours à la flexibilité à la baisse de la production renouvelable raccordée majoritairement sur le réseau de distribution ». En l'occurrence, les conséquences pour un producteur RPD refusant de participer au Mécanisme d'Ajustement demeurent encore floues à ce stade.		Le Code de l'énergie autorise RTE à contractualiser la mise à disposition de capacités d'ajustement sur le MA afin de traiter les contrainte sur son réseau. Par ailleurs, comme indiqué au paragraphe 4.3.1.7, le cadre contractuel d'accès au réseau en vigueur ne comporte pas d'obligation, pour les producteurs situés dans les zones concernés d'adhérer au cadre contractuel détaillé dans le présent rapport. Dès lors, RTE contractualisera avec les producteurs volontaires.
	ADEeF	Commentaire	-	Les GRD questionnent la pertinence d'utiliser le Mécanisme d'Ajustement comme cadre permettant la gestion de ces activations automatiques. RTE envisage de signer des conventions techniques avec les producteurs qui seraient adossées au Mécanisme d'Ajustement. Or selon le projet de règles, les conventions techniques permettent de décrire des modalités spécifiques qui sont toutes potentiellement en dehors du schéma classique du mécanisme d'ajustement (cf §4.4.3.2) : l'acteur ne serait pas tenu de déposer des offres en utilisant le canal de dépôt d'offres classique (y compris pour le dépôt de prix), ne serait soumis ni aux règles SI classiques, ni aux conditions d'utilisation des offres, ni aux modalités de facturation classiques. En outre, les offres liées à ces activations passeraient en dehors de la liste de préséance économique dans le cas où les capacités n'auraient pas la possibilité de faire d'équilibrage.		Comme indiqué au paragraphe 4.2.2, RTE propose de conclure, avec les producteurs concernés, des conventions techniques définissant les modalités techniques et financières de leur participation au mécanisme d'ajustement. Ces conventions permettront de définir des modalités opérationnelles spécifiques sur des points listés exhaustivement au sein de l'article 4.4.3.2 et détaillées au sein du paragraphe 4.2.2. Ces modalités opérationnelles spécifiques visent à limiter la charge opérationnelle associée à la participation des capacités visées au MA. Elles ne remettent pas en cause les modalités de fond du mécanisme d'ajustement : dépôt d'offre avec prix en énergie, activation selon la préséance technico-économique, calcul des volumes réalisés, correction du périmètre d'équilibre, calcul des surcoûts liées aux

						ajustements activés pour cause réseau et publication des volumes ajustés. Par ailleurs, les contrats d'obligation d'achat excluent la possibilité pour les installations concernées de participer à l'équilibrage du système. Ainsi, il est nécessaire que la convention technique puisse prévoir que l'offre d'ajustement concernée ne puisse pas être activée par RTE pour gérer l'équilibre P=C.
	ADEeF	Commentaire	-	Les temps d'activation évoqués se rapprochent de temps d'activation de fonctions de sauvegarde du réseau et le lien avec un mécanisme de marché ne semble pas approprié.		Le temps d'activation n'est pas un critère pertinent pour différencier ce qui relève de la sollicitation de flexibilité "marché" de ce qui relève de l'action de sauvegarde. A titre d'exemple, le temps de réponse attendu en réserve primaire/FCR est de 30 secondes. Un temps de réponse très court représente un gisement de valeur pour le système électrique et les mécanismes de marché ne doivent pas exclure les solutions présentant ces caractéristiques.
	ADEeF	Commentaire	-	L'introduction de telles modalités au sein du Mécanisme d'Ajustement semble difficilement compatible avec son principe de fonctionnement (marché organisé, selon des procédures transparentes et concurrentielles). Le risque d'un tel parti-pris est que le Mécanisme d'Ajustement soit artificiellement positionné comme un outil unique pour gérer des besoins de natures et de finalités différentes, pouvant in fine mener à certaines inefficacités. Les activations automatiques de capacités RPD, dans les conditions énoncées dans la consultation, n'ont donc pas vocation, selon les GRD, à être intégrées au Mécanisme d'Ajustement mais doivent être traitées dans un autre cadre.		A date, RTE n'identifie pas d'autre cadre contractuel permettant une prise en compte des impacts des effacements de production équivalente à celle que permet le mécanisme d'ajustement. La concertation n'a pas permis d'expliciter les inefficacités mentionnées par l'ADEeF.
	ADEeF	Commentaire	-	En premier lieu, les GRD s'interrogent sur le besoin de réponse automatique des sites de soutirage RPD dans des délais inférieurs à 20 secondes, 1 minute ou 5 minutes : à quels cas concrets correspond-il et à quelle occurrence ces cas seraient-ils susceptibles d'apparaître ? Ensuite, concernant les producteurs RPD, les GRD rappellent qu'en conformité avec les dispositions de la Documentation Technique de Référence de RTE, des automates permettant de limiter les injections de production HTA pour résoudre des contraintes du réseau HTB ont déjà été déployés. Ces automates transmettent des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA par l'intermédiaire des GRD suite à une contrainte détectée en temps réel par RTE. Ils répondent déjà aux exigences de temps de réponse de 1 minute et de 5 minutes et font l'objet d'une évolution constante visant à améliorer leurs performances. Les GRD s'étonnent du nouveau besoin de réponse à 20 secondes, qui n'est apparu que tardivement au cours des échanges bilatéraux avec RTE : à quelles contraintes et à quels cas d'usage de contrainte HTB correspond-il, et quelle est l'occurrence de ces contraintes ?		Les GRD pourront se rapprocher de RTE au sein des instances dédiées, notamment les échanges réguliers relatifs aux solutions techniques mises en œuvre, pour échanger sur les situations de réseau nécessitant la mise en œuvre d'effacement de production.
	ADEeF	Commentaire	-	Par ailleurs, le développement d'une nouvelle chaîne de commande entre RTE et les producteurs, différente de celle déjà existante entre les GRD et les producteurs, engendrerait des coûts supplémentaires importants pour la collectivité.		RTE ne souhaite pas restreindre le champ d'étude des solutions techniques (RTE-producteur ou RTE-GRD-producteur). RTE étudie la pertinence technique et économique des différentes solutions et souhaitera déployer les solutions les moins coûteuses répondant au besoin (notamment en termes de délai de mise en œuvre).
	ADEeF	Commentaire	-	Cette proposition soulève des questions structurantes relatives aux missions et aux responsabilités de chacun. Le Code de l'énergie confie aux GRD la mission de « veiller, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier ». La mise en place d'une « double commande » des producteurs raccordés au réseau public de distribution risque de générer des situations d'ambigüité entre donneurs d'ordre, voire de contradictions pouvant in fine menacer la sécurité d'exploitation du réseau public de distribution. Les GRD considèrent donc que le gestionnaire de réseau de distribution doit rester l'unique interlocuteur des producteurs et jouer le rôle d'interface entre le Gestionnaire de Réseau de Transport et les utilisateurs du réseau public de distribution. Afin de faciliter l'insertion des énergies renouvelables dans le système électrique, les GRD souhaitent proposer des modalités permettant de répondre au besoin de RTE tout en étant compatibles avec la		RTE partage l'objectif de définir des modalités permettant de répondre au besoin de RTE tout en étant compatibles avec la gestion et l'exploitation du réseau public de distribution. Ainsi, la proposition de RTE prévoit, quel que soit le canal technique d'activation des ajustements : - que le GRD soit informé de la participation des capacités au MA (au sein du processus de gestion des périmètres d'ajustement) ; - que le GRD soit informé des activations en temps réel ; - que le GRD reçoive un bilan des activations en J+3. Si de nouveaux besoins apparaissent, ils pourront être intégrés dans les règles. Notamment, concernant la possibilité, pour le GRD, de s'opposer en amont du

				gestion et l'exploitation du réseau public de distribution. Les GRD formulent ainsi les propositions suivantes : ð L'industrialisation de nouveaux Dispositifs d'Echange d'Information d'Exploitation (DEIE) à liaison permanente est en cours. Les évolutions qui résulteront de ce travail permettront de répondre d'ici la fin du 2ème semestre 2018 à toutes les exigences décrites dans la consultation : o la chaîne complète de l'automate sera capable de répondre dans un délai inférieur à 20 secondes, 1 minute ou 5 minutes ; o l'automate sera capable de mettre en oeuvre un arrêt organisé ou une limitation n'affectant pas la durée de vie des machines du producteur. Les GRD proposent que cette cible industrielle constitue l'outil sur lequel RTE et les GRD pourront s'appuyer pour optimiser l'intégration des EnR dans leurs réseaux de manière pérenne et sécurisée. ð D'ici là, et pour faciliter et optimiser les raccordements des énergies renouvelables, RTE pourrait devoir mettre en oeuvre des solutions transitoires d'activation directe de la production HTA. Toutefois, ces solutions ne devront pas mettre en péril une exploitation sûre des réseaux publics de distribution. A cet effet, ces solutions devront garantir l'accès des GRD à l'ensemble des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions. Ainsi, les GRD demandent que les solutions intègrent les dispositions techniques suivantes : o que RTE prenne en compte en amont (en J-1 pour J) les informations fournies par les GRD sur les producteurs à ne pas activer pour des raisons d'équilibre des flux sur les réseaux publics de distribution ; o que les GRD soient informés en temps réel de l'activation de l'automate (schéma d'échange d'information en « Y ») soit à travers un canal spécifique soit à travers le canal TAO en cours de mise en place entre RTE et les GRD ; o que les GRD gèrent la reprise de service des installations de production HTA suite à l'activation de l'automate pour des raisons de sécurité d'exploitation des réseaux publics de distribution.		temps-réel à l'activation d'ajustements sur son réseau, ce point devra faire l'objet d'une instruction, comme anticipé dans la feuille de route du mécanisme d'ajustement.
	Anode Energie	Commentaire	4.4.3.2	Les propositions de RTE sur la participation des installations renouvelables sous OA à la gestion des congestions et l'usage des automates réseaux nous semblent intéressantes au moins à titre expérimental, si ce dispositif devait devenir être généralisé il faudrait cependant veiller à ce que les solutions techniques retenues ne génèrent pas de coûts pour les producteurs. Concernant les installations renouvelables en complément de rémunération ou hors soutien qui peuvent participer au besoin P=C, les modalités d'intégration de leurs offres à la liste de préséance économique doivent être clarifiées par RTE	-	RTE accueille favorablement ce retour. En ce qui concerne les clarifications attendues, merci de vous reporter au paragraphe 4.4.
	Direct Energie	Commentaire		**Limitation automatique de la production des centrales ENR pour cause « congestion »** Direct Energie salue l'initiative de RTE de traiter la problématique importante de la participation des centrales ENR sous OA (Obligation d'achat) ou CR (Complément de Rémunération) aux mécanismes de flexibilités. Etant donné l'ampleur et l'importance du sujet, Direct Energie s'étonne toutefois de voir cette proposition, non discutée en GT ou dans l'appel à contribution de mai 2017, émergée dans cette consultation. Il conviendrait à ce titre que les travaux sur cette problématique soient poursuivis de sorte notamment : - à confirmer la compatibilité du dispositif proposé par RTE avec les contrats OA et CR, - à préciser le financement de la part payée par RTE au producteur (charge venant en alternative d'investissements de renforcement réseau), - à préciser les modalités de calcul du prix contractuel AA-RE, - à préciser l'articulation avec le mécanisme de capacité, - à vérifier que la solution proposée (basée principalement sur l'OA) est aussi pertinente pour le CR et plus généralement d'envisager éventuellement d'autres schémas (par ex. pour l'OA, prise en compte dans les coûts de gestion)		Cf. 4.4 Le sujet de l'activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau a été discuté en concertation lors de la réunion du GT Evolution des règles MA-RE le 2 juin 2017.

				Enfin Direct Energie souhaite que la réflexion soit poursuivie pour traiter les autres causes d'ajustement (en particulier P=C).		
	Eqinov	Commentaire	4.4.3.2	En cas d'indisponibilité non prévue du RPT entraînant une limitation du soutirage d'une EDA Soutirage Télérelevée, EQINOV comprend du projet de règles que RTE activera pour motif de congestion une offre d'ajustement à la hausse sur l'EDA concernée afin d'éviter toute pénalité pour défaillance qui ne serait pas du fait de l'acteur d'ajustement. EQINOV est favorable à une telle disposition. Cependant, EQINOV demande que les règles : - proposent un modèle de convention clair et transparent pour les acteurs d'ajustement - précisent que les activations d'une EDA pour motif de congestion seront rémunérées à hauteur du prix de l'offre de l'EDA.		Cf modalités proposées au paragraphe 4.4 qui s'appliqueront dans les cas où le cadre contractuel d'accès au réseau prévoit que RTE porte la responsabilité financière des limitations.
	ENGIE	Commentaire	4.4.3.2	**Automates réseau (Rapport accompagnement - §4) :** La rémunération proposée par RTE (et par l'acheteur obligé dans le cadre de la production sous OA) minimise les pertes par rapport à une situation sans ajustement. Mais le service d'ajustement n'est pas rémunéré. Or le producteur est exposé à des coûts liés à l'usure prématurée des installations et à des risques d'indisponibilités futures conséquemment à ces actions d'effacement automatiques. De plus RTE et ENEDIS doivent mettre en place les mécanismes de marché nécessaires pour qu'émergent des solutions alternatives à la (trop ?) simple coupure des installations ENR (offres implicites pour des EDPREV sur le réseau de transport RPT et offre implicites pour le soutirage sur le réseau RPD). ENGIE est contre cette mesure et considère qu'un tel service doit être rémunéré selon un prix librement fixé. Plus généralement sur la problématique de congestion, il est impératif que le besoin de RTE et de ENEDIS soit clairement exposé à l'ensemble des acteurs (signal de congestion, zones, volumes concernés, couts pour l'opérateur) pour qu'ils puissent proposer des solutions adéquates et optimales. ENGIE propose, dès lors, que ce sujet fasse l'objet d'un GT spécifique avant toute mise en œuvre dans les règles MA-RE V8.3		cf. 4.4 Le recours à la flexibilité des producteur HTA est prévue au sein des S3REnR. Ce recours permet d'optimiser la capacité d'accueil des zones et de minimiser le coût des renforcements réseau au bénéfice des producteurs des zones concernés et des utilisateurs du réseau.
	RES	Commentaire	4.2	RES est favorable à l'extension du cadre contractuel décrite au paragraphe 4.2 du rapport d'accompagnement et visant à de traiter le cas de recours à la flexibilité de producteurs raccordés en HTA dans le cadre des S3REnR. RES tient à souligner que les ajustements réalisé dans le cadre de ce nouvel cadre contractuel ne doit pas diminuer la valorisation des installations concerné et est donc favorable à la proposition de RTE visant à ce que « l'ensemble des rémunérations perçues par le producteur devra être équivalent à la valorisation classique des actifs hors action d'ajustement (tarif d'achat pour les sites en obligation d'achat ou valeur marché augmentée de la prime pour les sites en complément de rémunération)		RTE accueille favorablement ce retour-
	RES	Commentaire	4.3.1.5	N'est traité que le cas où l'installation EnR est dans le cadre de l'obligation d'achat avec un acheteur obligé (le cas des capacités de production sous tarif d'achat) or les futurs projets EnR qui seront construits à partir de cette année seront construits sous le régime du complément de rémunération où il n'y a plus d'acheteur obligé. Par suite, le document part du cas particulier des installations sous OA pour traiter le cas des installations EnR.	Il nous semble important de définir un cadre général permettant l'inclusion des installations sous OA et des installations sous Complément de rémunération d'autant que les installations à construire pourront être dès leur conception équipée des automates permettant de répondre aux exigences techniques de RTE.	Cf. 4.4.
	Uniper	Commentaire		**Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau** Uniper est favorable à la propositon d'activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau mais souhaite que la solution retenue s'accompagne d'une plus grande transparence afin de permettre aux acteurs d'ajustement et aux RE d'avoir une meilleure information en temps réel.		Cf. 4.4

Contrôle du réalisé	ADEeF	Contre-proposition	4.5.2.1.2.1	Les seules données nécessaires à l'application de la méthode par historique sont les courbes de charge. Les GRD proposent donc la reformulation suivante :	"Pour les Sites de Soutirage Télérelevés raccordés à une EDA Soutirage Télérelevés contrôlés par la méthode « par historique », le GRD s'assure d'avoir transmis à RTE ~~toutes les données nécessaires à l'application de cette méthode. Notamment le GRD s'assure d'avoir transmis à RTE~~ les Courbes de Charge nécessaires au calcul de l'historique de consommation lorsque l'Acteur d'Ajustement a formulé une demande de contrôle par la méthode « par historique » telle que prévue au paragraphe 4.2."	Remarque prise en compte
	ADEeF	Commentaire	4.5.2.2.2.1	Les dates E et E' doivent être Notifiées avec un délai raisonnable aux acteurs et au GRD (supérieur à 3 mois) pour permettre la mise en œuvre opérationnelle.		RTE considèrera un délai raisonnable de notification des dates E et E' avant que celles-ci entrent en vigueur : la cible est prévue au 1er juillet 2018. RTE propose de notifier les dates avec un mois de préavis
	ADEeF	Proposition	nouvel article 4.2.2.2.3	ajout d'un paragraphe 4.2.2.2.3 "Conditions de rattachement applicables à un Site de Soutirage". En effet, le GRD doit pouvoir contrôler la cohérence de la constitution des entités / méthode de contrôle du réalisé. Cette proposition est largement inspiré de ce qui est rédigé dans les Règles NEBEF v3.0	"4.2.2.2.3 Conditions de rattachement applicables à un Site de Soutirage. Un Site de Soutirage ne peut être rattaché à une Entité d'Ajustement certifiée avec la méthode « par prévision de consommation » ou avec la méthode « par historique de consommation » que s'il détient une homologation valable pour la méthode concernée, conformément aux articles 4.5.2.2.3 et 4.5.2.2.4. Afin de permettre la vérification de cette condition pour les Sites de Soutirage raccordés au Réseau Public de Distribution, RTE transmet, au plus tard dix (10) Jours Ouvrés avant la fin de chaque Mois Civil M, à chaque Gestionnaire de Réseau de Distribution : - la liste des Entités d'Ajustement ; - la méthode de contrôle du réalisé associée à chaque Entité d'Ajustement ainsi que la variante utilisée ; - la liste des Sites de Soutirage Télérelevés raccordés au réseau du Gestionnaire de Réseau de Distribution et homologués à la méthode « par prévision de consommation » ; - la liste des Sites de Soutirage Télérelevés raccordés au réseau du Gestionnaire de Réseau de Distribution et homologués à la méthode « par historique de consommation » ainsi que la variante utilisée.	Dans le MA, l'homologation n'est pas une condition de rattachement d'un site à une EDA comme c'est le cas dans NEBEF. Dans le cas où l'acteur demande de rattacher un site non homologué à une EDA contrôlée par une méthode prévision ou historique, le contrôle du réalisé se fera par la méthode du rectangle. En revanche si les GRD souhaitent informer l'acteur d'une incohérence entre l'homologation du site et leur demande de rattachement, il leur est possible de le faire. RTE propose de transmettre aux GRD la liste des EDA et leur méthode de contrôle de réalisé demandée par l'acteur associée (proposition d'ajout par RTE au paragraphe 8.4.3 des Règles MA)
	ADEeF	Proposition	4.2.2.4	Ajout à la fin du paragraphe 4.2.2.4 : de la même manière, il faut que les GRD puissent mettre	Ajout à la fin du paragraphe 4.2.2.4 :	cf retour proposant l'ajout d'un § 4.2.2.2.3 par l'ADEeF

				à jour la liste de sites qui ont été rajoutés, en cas d'incohérence entre le les sites homologués ou non et les EDA / méthode de contrôle du réalisé associée.	"- cas spécifiques des demandes d'ajout de Sites de Soutirage Télérelevés à une Entité d'Ajustement dont la méthode applicable est la méthode « par prévision de consommation » ou la méthode « par historique de consommation » : si, au moment du traitement par le Gestionnaire de Réseau de Distribution de la demande de l'Acteur d'Ajustement, les informations prévues à l'article "4.2.2.2.3 Conditions de rattachement applicables à un Site de Soutirage" n'ont pas encore été transmises par RTE au Gestionnaire de Réseau de Distribution, ce dernier n'effectue pas les vérifications nécessitant ces informations. Le cas échéant, le Gestionnaire de Réseau de Distribution Notifie à l'Acteur d'Ajustement l'ajout du/des Site[s] de Soutirage Télérelevé[s] à l'Entité d'Ajustement. A la réception des informations prévues par l'article "4.2.2.2.3 Conditions de rattachement applicables à un Site de Soutirage", le Gestionnaire de Réseau de distribution procède à la totalité des vérification et, le cas échéant, Notifie à l'Acteur d'Ajustement le retrait du/des Site[s] de Soutirage Télérelevé[s] à l'Entité d'Ajustement.	
	ADEeF	Proposition	nouvel article 4.2.2.4.1.3	Lorsque le Site qui est rattaché à une EDA dont la méthode du contrôle du réalisé est "par historique" ou par "prévision de consommation", perd l'homologation correspondante, il doit pouvoir être retiré de cette EDA par le GRD.	Ajout d'un article "4.2.2.4.1.3 Retrait consécutif à une perte d'homologation : Lorsqu'un Site de Soutirage Télérelevé, qui est rattaché à une EDA Télérelevé dont la méthode du contrôle du réalisé est la méthode "par historique" ou la méthode par "prévision de consommation", perd l'homologation correspondante, le Gestionnaire de Réseau retire le Site de l'EDA et Notifie le retrait à l'Acteur d'Ajustement.	cf retour proposant l'ajout d'un § 4.2.2.2.3 par l'ADEeF
	ADEeF	Commentaire	4.5.2.2.2.3.2.1	Les GRD souhaitent s'assurer que la demande d'homologation pour une EDA de Soutirage Profilée porte bien sur une EDA préalablement existante et dont le périmètre a déjà été déclaré au GRD.		Pour pouvoir faire une demande d'homologation pour une EDA, celle-ci doit préalablement exister. Un acteur pourrait demander une homologation pour une EDA qui n'a pas encore été déclarée à un périmètre RPD : dans ce cas, l'homologation portant sur une EDA « vide », elle n'as pas d'intérêt.
	ADEeF	Proposition	du début du §4.5.2.2.3.6 à la fin du §4.5.2.2.	RTE propose d'introduire le calcul de la courbe de référence des EDA au pas 5 minutes, ce qui semble incohérent avec un contrôle de réalisé, à date, effectué sur la base de courbes de charge au pas 10 minutes. En outre, cela apparaît prématuré, alors que la majorité des acteurs s'y étaient opposés en réponse à la consultation relative à la feuille de route de l'équilibrage, et que la CRE, dans sa délibération, propose d'instruire d'ici 2020 une évolution de ce pas pour le mettre en cohérence avec un pas de règlement des écarts à 15 minutes. De	remplacer "pas 5 minutes" par "pas 10 minutes".	Remarque prise en compte

			2.4.7	plus le recours à une courbe de référence au pas 5 minutes constitue une étape de calcul supplméntaire qui semble inutile à ce stade.		
	ADEeF	Proposition	§4.5.2.2.2.3.5 et §4.5.2.2.2.4.5	"Jusqu'au 1er juillet 2019 au plus tard, […]" : comme cela avait déjà été mentionné dans la réponse de l'ADEeF aux consultations MA v8.1 et NEBEF 3.0, les GRD rappellent l'existence de prestations dites de "publication anticipée de courbes individuelles et de BGC aux RE" dès S+1. Dans ce sens, les échanges RTE>GRD au plus tard en J+3 permettant l'estimation du contrôle de réalisé nécessaire à la correction des courbes unitaires dans le cadre du modèle corrigé sont pérennes et ont vocation à être mentionnés dans les règles.	§4.5.2.2.2.4.5 : ~~Jusqu'au 1er juillet 2019 au plus tard~~, pour les Sites de Soutirages Télérelevés raccordés au Réseau Public de Distribution homologués à la méthode « par historique de consommation RTE transmet au Gestionnaire de Réseau Public de Distribution auquel est raccordé le Site de Soutirage Télérelevé, au plus tard en J+3, les indisponibilités déclarées par l'Acteur d'Ajustement pour le Jour J. §4.5.2.2.2.3.5 : ~~Jusqu'au 1er juillet 2019 au plus tard~~, pour les Sites de Soutirages Télérelevés raccordés au Réseau Public de Distribution contrôlés avec la méthode « par prévision de consommation » pour lesquels un Ajustement portant sur la journée J a été Notifié à l'Acteur d'Ajustement, RTE transmet au Gestionnaire de Réseau Public de Distribution auquel est raccordé le Site de Soutirage Télérelevé, au plus tard en J+3, la prévision de consommation applicable pour la journée J.	RTE accepte la proposition de l'ADEeF, mais tient à préciser que la prestation mentionnée par les GRD (BGC S+1) est une prestation payante optionnelle et ne devrait pas relever pas des règles MA.
	BCH Energy	Commentaire		**Contrôle du réalisé** BHC ENERGY apprécie particulièrement les évolutions concernant les nouvelles méthodes de contrôle du réalisé pour le soutirage. Nous estimons que ces changements vont permettre de débloquer de nouveaux gisements d'effacement qui étaient difficilement valorisables jusqu'à présent.		RTE accueille favorablement ce retour
	EDF	Commentaire	4.2.1.2	RTE annonce ici la date E sans plus-value (l'applicabilité des méthodes par prévision et par historique est déjà précisée au 4.5.2.2.2.1), ce qui in fine contribue à compliquer la lecture des règles. Si la formulation est maintenue, il conviendra d'introduire également la date E' mentionnée au 4.5.2.2.2.1		RTE corrige la rédaction dans ce sens.
	EDF	Modification	4.2.2	Les articles 4.5.2.2.2.3.1 et 4.5.2.2.2.4.1 renvoient à la « Capacité d'Ajustement Minimale du site » conformément au § 4.2.2. Or la description donnée au 4.2.2 de la « capacité d'ajustement » n'est pas autoportante et doit être complétée par l'article 1 « définitions – capacité d'ajustement », où il est précisé que la « capacité d'effacement » est constituée de 4 valeurs, dont la « variation minimale de puissance ».	Par soucis de lisibilité, EDF suggère à RTE d'expliciter au §4.2.2 la signification de la « capacité d'effacement » (en complétant cet article avec les éléments actuellement présents au §1 « définitions – capacité d'ajustement »)	Les définitions de la Capacité d'Ajustement minimale et maximale ne sont effectivement pas décrites directement dans le chapitre définition (uniquement la Capacité d'Ajustement qui peut être maximale/minimale à la hausse/à la baisse). RTE propose donc les modifications suivantes : - remplacement de "Capacité d'Ajustement Minimale" par "Capacité d'Ajustement minimale à la hausse" dans les chapitres décrivant les méthodes du contrôle du réalisé
	EDF	Commentaire	4.5.2.2.2.1	Date E' non décrite dans le rapport d'accompagnement. EDF comprend que les deux méthodes seront mises en oeuvre à des dates différentes pour les « EDA profilées » ?		Tout à fait, il y a bien deux dates E et E' prévues pour les deux méthodes pour les EDA soutirage profilées.RTE va corriger le rapport de saisine en ce sens.
	EDF	Commentaire	4.5.2.2.2.3.1 4.5.2.2.2.4.1	Il est fait référence à la « Capacité d'Ajustement Minimale du site » conformément au § 4.2.2. Dans le §1 « Définitions – capacité d'effacement », il est précisé que cette donnée est égale à 0 pour les EDA profilée. Cette définition devra donc être revue pour éviter une division par 0.		La remarque d'EDF concerne les capacités d'ajustement des sites de soutirage appartenant à une EDA Soutirage profilé, alors que dans ce cas les règles prévoient de prendre la capacité d'ajustement de l'EDA soutirage profilée.

	EDF	Modification	4.5.2.2.2.3.4 4.5.2.2.2.4.4	« l'homologation (...) peut être retirée » : expliciter les conditions de retrait d'homologation	« l'homologation (..) est retirée »	Remarque prise en compte
	EDF	Modification	4.5.2.2.2.3.6 4.5.2.2.2.4.6.1 4.5.2.2.2.4.6.2 4.5.2.2.2.4.6.3 4.5.2.2.2.4.6.4 4.5.2.2.2.4.7	« Sur chaque Pas 5 minutes » : le contrôle devrait être mené au pas 10 minutes.	« Sur chaque Pas 10 minutes »	RTE propose de repasser au pas 10 minutes pour le calcul de la courbe de référence
	EDF	Modification	4.5.2.2.2.4.1	« Q5% le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la Consommation » : le 4.5.2.2.2.4 traite de la méthode par historique	remplacer « prévision » par « historique de consommation »	RTE corrige la rédaction dans ce sens.
	EDF	Modification	4.5.2.2.2.4.2.1	Le texte sous-entend que la variante est choisie par l'AA lors de la demande d'homologation. Cela ne correspond pas à ce qui a été proposé par RTE en concertation, EDF demande que la variante soit choisie par RTE par rapport aux critères d'homologation.		Par souci de simplicité, RTE propose de laisser l'acteur choisir la variante. Cela permet en effet un traitement homogène entre toutes les méthodes de contrôle du réalisé
	EDF	Modification	4.5.2.2.2.4.4	« Qualité des prévisions » : le 4.5.2.2.2.4 traite de la méthode par historique	remplacer « prévision » par « historique de consommation »	Tout à fait, RTE corrige la rédaction dans ce sens.
	EDF	Commentaire	4.5.2.2.2.4.5.1	Que sont devenues les conditions de disponibilité évoquées en GT de concertation (200 jours et 77 jours en continu ?) (cf commentaire en introduction du document)		Ces contraintes ont été retirées par RTE dans un souci de simplification. Dans la consultation d'octobre 2017, les règles NEBEF ont été amendées en conséquence pour être alignées avec les règles MA
	Enerdigit	Proposition de modification	4.5.2.2.2.3	La méthode de contrôle du réalisé du « rectangle simple » établit une courbe de référence contrôlée à la maille de l'EDA. Nous sommes étonnés que cette maille (par entité) ne soit pas retenue pour la méthode par prévision. La constitution et le contrôle de ces prévisions peuvent s'avérer très fastidieux, cela minimise l'intérêt de la méthode.	Nous proposons une homologation et un contrôle à la maille de l'EDA	RTE propose de maintenir la proposition d'homologuer (aux méthodes prévision et historique) à la maille du site dans le cas des sites de soutirage télérelevés et non à la maille de l'EDA. Ce choix avait été justifié lors de l'introduction de ces méthodes dans NEBEF car il permet à un site de soutirage télérelevé de conserver son homologation quel que soit l'EDA à laquelle il appartient. RTE précise qu'une homologation aux méthodes par historique et/ou prévision pour les EDA soutirage télérelevées à la maille EDA interdirait de changer le périmètre de l'EDA ce qui limite la flexibilité laissée aux acteurs. D'autre part l'homologation à la maille de l'EDA pour sites de soutirage télérelevés poserait la question de la ventilation des volumes par RE.
	Enerdigit	Proposition de modification	4.5.2.2.2.3.1	Les critères d'homologation nous semblent trop exigeants à la maille d'un site.	Si la maille du site devait être retenue, nous proposons d'aligner ces critères sur les critères NEBEF.	RTE précise que les seuils proposés, plus contraignants que ceux propsosés sur NEBEF, sont liés à la finalité du MA et notamment au fait que RTE a besoin de plus de certitude sur le volume effacé. RTE rappelle que la tolérance sur le MA est de 20% (au-delà de 20% de volume réalisé en écart, l'acteur est considéré comme défaillant), la précision de la courbe de référence doit donc être au moins inférieure à cette valeur.

	Enerdigit	Commentaire	4.5.2.2.2.4	Méthode par historique : mêmes remarques que les deux points précédents		Cf réponses précédentes
	Energy Pool	Commentaire	4	Energy Pool pense qu'il serait utile de permettre l'homologation pour la méthode de contrôle du réalisé par prévision ou par historique pour un agrégat et non plus uniquement pour un site. Afin de ne pas entraver la concurrence entre les opérateurs d'effacement pour un site pouvant répondre seul aux exigences de l'homologation, Energy Pool souhaiterait que les acteurs puissent choisir entre une homologation par site ou par EDA. En effet : - Certains sites seuls ne pourraient pas respecter les critères d'exigence de ces méthodes - Par contre, agrégés au sein d'une EDA, ces sites pourraient bénéficier de méthodes qui traduisent l'effort réalisé lors de l'activation avec davantage de fidélité. - De plus le contrôle du réalisé (valorisation, pénalisation) étant à la maille de l'EDA il nous apparait pertinent de laisser le choix d'une homologation à la maille de l'EDA		Cf. réponse supra
	Energy Pool	Commentaire	4	Energy Pool comprend le souhait de RTE de ne pas valoriser excessivement les effacements dont la courbe de référence est basée sur des prévisions de consommations qui seraient structurellement surévaluées. Néanmoins, Energy Pool estime que le critère de centrage de 3% de la méthode par prévision est difficilement atteignable en l'état. Ne pas respecter ce critère pendant 3 des 11 dernier mois ne relèverait pas nécessairement d'une volonté de l'opérateur d'effacement de jouer avec le système, en particulier lorsque ces erreurs de centrage interviennent en dehors des pics de prix. Energy Pool pense donc que cette exigence de 3% et/ou des 3 mois sur les 11 derniers pourrait être assouplie dès lors que les écarts constatés ne sont pas systématiquement observés lors des heures de pointe. Par ailleurs il semble pertinent de laisser à l'acteur la liberté de changer chaque mois la méthode de contrôle du réalisé associée à une EDA.		RTE précise que les seuils proposés, plus contraignants que ceux propsosés sur NEBEF, sont liés à la finalité du MA et notamment au fait que RTE a besoin de plus de certitude sur le volume effacé. RTE rappelle que la tolérance sur le MA est de 20% (au-delà de 20% de volume réalisé en écart, l'acteur est considéré comme défaillant), la précision de la courbe de référence doit donc être au moins inférieure à cette valeur. RTE prévoit bien la possibilité de changer la méthode de contrôle du réalisé mensuellement si besoin tel que décrit au paragraphe "4.5.2.2.2.1 Choix et mise à jour de la méthode de Contrôle du Réalisé"
	Energy Pool	Proposition de modification	4.5.2.1.2	Le Code de l'Energie (article R271-6 reproduit ci-dessous) permet à RTE d'utiliser les données de l'opérateur d'effacement dans l'hypothèse où les données des GRT/GRD ne seraient pas produites dans des délais ou qualité raisonnables (par exemple un mois après les opérations). A ce jour RTE n'a pas traduit cette possibilité dans les règles RE/MA. Or de tels retards pourraient faire porter des risques financiers non négligeables aux plus petits acteurs du système. Energy Pool souhaiterait travailler, dans le cadre du GT REMA, à l'élaboration des modalités et procédures relatives au recours des données issues des opérateurs d'effacement afin que ces modalités entrent en vigueur avec la prochaine version des règles et pour avoir la garantie d'éviter les retards dans le contrôle du réalisé (et donc dans la facturation) que nous avons connus en janvier dernier. Article R271-6 du code de l'énergie Les données utilisées pour la certification des volumes d'effacement de consommation sont produites à partir des dispositifs de comptage des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Quand ces dispositifs ou les données qui en sont issues ne présentent pas les caractéristiques nécessaires à l'évaluation précise des volumes d'effacement de consommation en vue de leur certification en application des dispositions de l'article R. 271-5, les données produites ou collectées par un opérateur d'effacement ou les données issues d'une méthode d'évaluation fondée sur des statistiques validée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peuvent être utilisées. Les modalités de qualification et de contrôle des données mentionnées à l'alinéa précédent sont prévues par les règles mentionnées à l'article R. 271-3. Celles-ci peuvent prévoir des modalités différenciées selon que l'opérateur d'effacement dispose d'un appareil de mesure	Suppression de la mention: "A défaut de transmission par le GRD à RTE des données dans le délai imparti, les Courbes de Charge des Sites correspondants sont considérées comme égales à zéro (0) pour les Pas 10 minutes considérés." à l'article 4.5.2.1.2.1 et prise en compte à la palce des données fournies par les opérateurs d'effacement à défaut de transmission par le GRD à RTE des données dans le délai imparti.	RTE n'a pas prévu de modifier dans cette version de règles les modalités concernant les envois courbes de charge réalisées. Si les difficultés rencontrées en 2017 perdurent en 2018 RTE proposera des évolutions visant à limiter les conséquences des éventuels retards pour les acteurs d'ajustement.

				sur chacun des sites de consommation concernés ou qu'il est fait appel à des méthodes fondées sur des données statistiques.		
	ENGIE	Commentaire	4.5.2.2.2.3	**Méthodes complémentaires de Contrôle du Réalisé (Rapport accompagnement - §3.2)** ENGIE a testé la méthode des panels avec ENEDIS dans le cadre du projet GreenLys. Les résultats obtenus étaient très positifs avec une précision supérieure à celle des méthodes actuellement mise en œuvre par RTE ou de celles basées sur les historiques proposées par ENGIE. Par conséquent ENGIE est favorable à la mise en œuvre de la méthode des panels proposées par ENEDIS comme solution de contrôle des volumes effacés réellement activés.		RTE note le commentaire concernant la pertinence de la méthode des panels proposée par ENGIE et testée avec ENEDIS. Par ailleurs RTE avait engagé des discussions avec ENGIE en 2014 afin de disposer des résultats des tests réalisés dans le cadre du projet GreenLys mais ENGIE n'a pas souhaité donner suite. RTE rappelle le processus de test des méthodes de contrôle du réalisé prévu par les règles NEBEF en application du décrêt effacement : "le GRT valide les méthodes d'évaluation des effacements et à ce titre, les tiers souhaitant proposer des méthodes transmettent au GRT les éléments nécessaires à l'analyse de celles-ci". RTE se tient à disposition des parties prenantes qui souhaiteraient mener des tests.
	ENGIE	Commentaire	4.5.2.1.2.2	**Délais de publication des courbes de charges RPD (Rapport accompagnement - §8.5) :** ENGIE souhaite disposer au plus tôt des données issues des courbes de charge RPD, et considère que la cible à atteindre est un délai de J+1. ENGIE encourage ENEDIS à raccourcir progressivement ses délais pour atteindre dans un temps raisonnable (2019 par exemple) une publication dès le J+1. Une feuille de route serait appréciable. Dans le cas précis des sites en procédure d'agrément RR-RC, les délais de contractualisation et de mise en oeuvre étant extrêmement serrés, ENGIE propose de ramener ce délai à 2 jours dans les plus brefs délais (dès 2018 idéalement).		RTE réaffirme sa volonté d'atteindre la cible à 2019 donnée par la délibération de la CRE suite à la feuille de route MA qui est d'avoir une publication des données en S+1 au plus tard. Cette cible sera discutée dans un premier temps fin 2017 et 2018 dans le cadre des GT Recoflux puis sera concertée dans le cadre des GT MA RE.
	Eqinov	Proposition	4.5.2	EQINOV a demandé historiquement l'extension au MA des méthodes par prévision de consommation et par historique mais regrette le niveau requis des critères retenus par RTE qui ne permettront pas le développement de nouveaux gisements de flexibilité. EQINOV propose que les critères d'homologation par la méthode par historique soient assouplis afin de permettre à des gisements de flexibilité nouveaux d'émerger. Un rex sur le niveau des critères d'homologation sur NEBEF aurait permis de réaliser le niveau de séverité des critères. Par ailleurs, EQINOV aurait souhaité que pour le modèle de prévision de consommation, toute sous-estimation des quantités disponibles pour un ajustement à la hausse ne soient pas pénalisée et que la sévérité des critères ne concernent que les modèles biaisés à la hausse de consommation. Pour rappel, les données historiques de consommation des sites ne sont pas fournies par RTE aux opérateurs d'effacement et ENEDIS les fournit partiellement avec des délais extrêmement longs ce qui ne permet pas de construire des modèles mathématiques de prévision des consommations sur la base de l'historique performants sauf à installer de la télérelève distante de compteur par un prestataire ce que ENEDIS en GT Comptage est en train d'interdire. EQINOV aurait souhaité par ailleurs qu'RTE fixe les critères de qualité au regard des objectifs fixés de développement de la filière. Dans cet objectif, EQINOV demande à ce que ces critères puissent faire l'objet d'un retour d'expérience fin 2018 afin de déterminer le gisement de flexibilité éligible à ces nouvelles dispositions qui ne valorisait pas précédemment sa flexibilité sur le mécanisme d'ajustement. Enfin, EQINOV demande à ce qu'un étude d'opportunité soit menée sur une l'homologation aux différentes méthodes de contrôle de réalisé au niveau de l'EDA plutôt qu'au niveau du site. A titre d'illustration, si on appliquait le critère MAPE proposé sur NEBEF ou le MA à la prévision de consommation France construite par RTE en J-1, la capacité d'ajustement minimale qu'RTE pourrait activer devrait être de 3,7 GW (critère NEBEF) à 15 GW (critère MA) (Calcul basé sur l'historique des 6 premiers mois de 2017) EQINOV propose que les critères appliqués sur NEBEF (MAPE < 40% et critère de centrage <15%) soient ceux utilisés sur le MA mais avec des niveaux renforcés : MAPE < 25% et critère		RTE propose de maintenir la proposition d'homologuer (aux méthodes prévision et historique) à la maille du site dans le cas des sites de soutirage télérelevés et non à la maille de l'EDA. Ce choix avait été justifié lors de l'introduction de ces méthodes dans NEBEF car il permet à un site de soutirage télérelevé de conserver son homologation quel que soit l'EDA à laquelle il appartient. RTE précise qu'une homologation aux méthodes par historique et/ou prévision pour les EDA soutirage télérelevées à la maille EDA interdirait de changer le périmètre de l'EDA ce qui limite la flexibilité laissée aux acteurs. RTE précise que les seuils proposés, plus contraignants que ceux proposés sur NEBEF, sont liés à la finalité du MA et notamment au fait que RTE a besoin de plus de certitude sur le volume effacé. RTE rappelle que la tolérance sur le MA est de 20% (au-delà de 20% de volume réalisé en écart, l'acteur est considéré comme défaillant), la précision de la courbe de référence doit donc être au moins inférieure à cette valeur. Dans le MA il est possible de faire des ajustements à la hausse et à la baisse, RTE ne souhaite pas complexifier outre mesure les modalités et propose de conserver un fonctionnement symétrique.

				de centrage < 10%		
	Voltalis	Commentaire	4.5.2.2.2	**CONTROLE DU REALISE** **Préambule** Voltalis déplore que RTE ne propose toujours pas, dans cette consultation, de décliner sur le MA le Rectangle Algébrique Site à site, seule méthode opérationnelle pour les périmètres diffus, et déjà en vigueur pour le contrôle des effacements sur NEBEF depuis 2014. Les méthodes proposées reposant sur l'historique ou la prévision de consommation n'ont jamais été évaluées de manière probante pour le contrôle des effacements sur des périmètres diffus de centaines de milliers, voire millions, de sites résidentiels profilés. Leur mise en oeuvre directe sur de tels périmètres, sans aucune étude approfondie, semble donc prématurée. Voltalis recommande donc en premier lieu d'intégrer aux Règles MA la méthode du RAS, dont les modalités d'application sont déjà décrites et mises en oeuvre tous les jours sur le mécanisme NEBEF. La déclinaison des méthodes par prévision et historique aux effacements mis en oeuvre sur le MA peut, par ailleurs, être proposée à titre expérimental, donc dans le cadre de dispositions transitoires devant viser à la publication d'un retour d'expérience concluant.		RTE considère que la méthode du rectangle algébrique site à site, spécifique à certains procédés d'effacement, est source de complexité importante et serait d'un intérêt limité dans le cadre du MA et d'activations de courte durée. En outre, la méthode du rectangle algébrique site à site ne permet pas une évaluation de la qualité de la courbe de référence, comme le cas pour les autres méthodes. Les méthodes par historique et prévision sont assorties d'une homologation, leur utilisation ne nécessite pas d'analyse complémentaire. Par ailleurs, la méthode par historique a été testée par RTE dans le cadre du banc de tests dont les résultats ont été présentés en GT Contrôle du réalisé du 12/7/2017. Au regard de sa simplicité, elle donne des résultats satisfaisants sur le périmètre concerné d'effacements diffus.
				Considérations opérationnelles Comme évoqué ci-dessus, les modalités de mise en œuvre du RAS pour les sites Profilés sur le MA peuvent être directement reprises des Règles NEBEF. Afin d'assurer la cohérence des Règles entre les 2 mécanismes, Voltalis propose, comme pour la procédure d'agrément d'opérateur d'effacement, de limiter la description précise de la méthode aux seules Règles NEBEF, celles-ci s'appliquant au MA par le biais d'une référence explicite des Règles RE-MA aux Règles NEBEF. Une telle formulation facilitera les éventuelles évolutions règlementaires ultérieures. Par ailleurs, dans le cadre de ces premières expérimentations sur les courbes de référence par prévision ou historique sur le diffus, il conviendra que les Règles laissent des souplesses permettant de tester des variantes sans enfermer les acteurs dans un descriptif détaillé, non préalablement testé et validé. L'examen proposé par RTE des méthodes de contrôle à appliquer au MA devra aborder la question de la sous-mesure, en particulier celle des usages thermiques représentant une contribution faible à la consommation totale du site (ex. : site sindustriels ou grande distribution). La question a été soulevée à plusieurs reprises par les acteurs en GT.		Cf. réponse supra. Concernant la possibilité de recourir à des sous-mesures , RTE avait sollicité les acteurs lors d'une précédente concertation pour recueillir des éléments concernant l'intérêt de cette disposition mais n'a pas reçu de contribution.
				Voltalis souligne que RTE n'a fourni aucun élément objectif permettant d'anticiper que les évolutions proposées des méthodes historique et prévision permettraient une amélioration de la précision du contrôle par rapport au Rectangle Simple, et a fortiori par rapport au RAS. En outre, les modalités de mise en oeuvre associées à ces méthodes ne semblent pas, en l'état, permettre une application opérationnelle : - l'homologation des périmètres impose une stabilité d'au moins 90% des effectifs, alors que les Règles opérationnelles des marchés opérés par RTE imposent des mouvements de sites massifs et mensuels : exclusivité de la capacité RR-RC, séparation des catégories de puissance souscrites pour l'AOE, interdiction des effacements simultanés MA+NEBEF, etc.		cf. réponse supra concernant la méthode du rectangle algébrique site à site. Concernant la possibilité de valider la référence par rapport à une courbe de charge reconstruite par une méthode approuvée, RTE propose d'étudier cette proposition.

				- l'homologation et son suivi reposent sur une vérification régulière de la référence calculée par la méthode choisie, par rapport à une courbe de charge non effacée ; une telle disposition est envisageable pour des sites de soutirage industriels qui sont rarement effacés, mais pas sur des périmètres diffus, qui s'effacent souvent, et dont les périodes éligibles à l'homologation sont donc très limitées. En pratique, il devra donc être étudié la possibilité de valider la référence par rapport à une courbe de charge reconstruite par une méthode approuvée.		
				Articulation avec les autres marchés L'ouverture des différents marchés de l'électricité à l'effacement rend indispensable l'homogénéisation de leurs Règles respectives : il n'est pas compréhensible, 4 ans après le démarrage de NEBEF, que le cadre règlementaire interdise toujours aux acteurs de valoriser leur capacité d'effacement sur plusieurs marchés simultanément, et que les méthodes de Contrôle de Réalisée acceptées par RTE sur NEBEF soient toujours refusées sur le MA, et encore moins compréhensible que RTE mobilise toute son énergie à introduire de nouvelles méthodes jamais testées ni validées, et non à généraliser et perfectionner celles qui ont fait leurs preuves (comme le RAS). Par conséquent, Voltalis renouvelle sa demande, répétée lors de toutes les dernières consultations menées par RTE, de pouvoir appliquer le RAS aux effacements MA, selon les mêmes modalités que pour NEBEF. Cette possibilité permettra non seulement un contrôle de réalisé bien plus précis que le Rectangle Simple (cf. annexe), mais surtout un traitement trivial des effacements simultanés MA+NEBEF.		L'application de la méthode du rectangle algébrique site à site sur NEBEF et MA ne permettrait de traiter les cas de simultanéité puisque RTE souhaite une évaluation séparée des volumes effacés dans le cadre du NEBEF et dans le cadre de MA, les deux mécanismes ayant des finalités différentes.
aFRR Assistance	Direct Energie	Commentaire		**aFRR assistance (échange de R2 entre GRT)** Direct Energie regrette que RTE ne fournisse aucun élément financier permettant de conforter la pertinence de l'initiative et d'anticiper les impacts pour les acteurs (tendance, PRE, CAE).		Le sujet aFRR assistance ne fait plus partie de la présente saisine
	EDF	Modification	4.4.2.4.3.3	Préciser dans quels indicateurs du 4.8.1.1. les volumes des contrats d'échange de réserve de secours et aFRR assistance sont publiés	Préciser dans quels indicateurs du 4.8.1.1. les volumes des contrats d'échange de réserve de secours et aFRR assistance sont publiés	Le sujet aFRR assistance ne fait plus partie de la présente saisine
	EDF	Commentaire	4.4.2.4.3.3	EDF observe que la « aFRR assistance » permet de disposer, en cas d'écart système supérieur à environ 1200 MW (RS contractualisée + ACE level 2), d'un volume supplémentaire d'énergie de réglage secondaire. EDF considère que cet apport, conduisant à une dynamique accrue du réglage, est de nature à remettre en question la pente d'urgence actuelle (traversée de la bande de réglage secondaire en 133s), déclenchée en cas d'écart système supérieur à 1800 MW (Documentation Technique de Référence – Article 4.1 - §3.2). Par ailleurs, même si ce mécanisme est à déclenchement manuel et que son usage peut être limité par les capacités disponibles aux interconnexions, il n'en demeure pas moins qu'il est de nature à améliorer statistiquement l'ACE. Il sera donc impératif de corriger l'historique d'ACE utilisé dans l'étude à venir sur l'impact de la pente du réglage secondaire sur la qualité de la fréquence.		Le sujet aFRR assistance ne fait plus partie de la présente saisine
	ENGIE	Commentaire	4.4.2.4.3.3	**aFRR assistance (Rapport accompagnement - §6)** ENGIE comprend qu'une nouvelle option de secours entre GRT, appelée aFRR assistance, entrera en vigueur dès le 1er janvier 2018. L'article 4.4.2.4.3.3 précise qu' "en cas de déséquilibre important, RTE peut faire appel au contrat d'échange de réserve de secours aFRR Assistance." Bien que Engie est favorable à l'échange transfrontalier de l'énergie activée par la réserve		Le sujet aFRR assistance ne fait plus partie de la présente saisine

				secondaire, cette évolution ne peut être possible que lorsqu'il existera la possibilité de sélectionner l'énergie d'activation selon la préséance économique. En effet, il existe une vraie distorsion économique entre les acteurs situés en France et ceux dans les pays transfrontaliers. En France, l'énergie est activée à un prix régulée alors que dans les pays voisins, comme en Allemagne, l'énergie est activée à un prix laissé libre, sélectionné selon la préséance économique. Engie souhaite donc rappeler que le passage à une activation sur base de la préséance économique est une priorité, comme évoqué lors de la réponse à la consultation « feuille de route de l'équilibrage ». Pour Engie, il s'agit d'un développement « no regret » qui devra se faire tôt ou tard. Engie encourage donc RTE à faire cette évolution le plus rapidement possible. Le mécanisme en place est en outre soumis à une obligation de la part des producteurs français alors que dans ce cas précisément, la réserve participe à la sécurisation du système électrique allemand. Si ENGIE est à nouveau favorable aux échanges transfrontaliers de réserve R2, le régime d'obligation s'avère plus que jamais inadapté et devrait évoluer vers un appel libre à participation, comme dans les autres pays. Il n'est donc pas nécessaire de faire coïncider la date de mise en vigueur de cette option avec les nouvelles règles MA-RE v8.3. ENGIE propose dès lors de reporter ce point et de le traiter dans les groupes de travail sur l'ouverture du projet PICASSO. Si toutefois le service "aFRR assistance" devait être mis en œuvre, il conviendrait de mieux définir les conditions d'activation de cette option de secours. En particulier, l'aFRR assistance ne devrait être activée qu'une fois avoir atteint l'épuisement de toutes les offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement, qui seraient plus compétitives. De plus l'activation de ce service devrait faire l'objet d'un suivi (coût, analyse de l'évènement) spécifique et publique. De plus, les cas de recours à l'aFFR assistance n'étant pas mentionnés précisément dans la proposition d'article de RTE, l'occurrence du recours à l'aFRR assistance doit être faible. Si le recours à cette option arrive plus d'une fois par an, il sera nécessaire de prévoir un mécanisme de marché.		
Correction formule du PRE	Anode Energie	Commentaire	5.1	Comme indiqué par plusieurs acteurs lors de précédentes consultations, le maintien du coefficient k/k' dans la matrice de règlement « single price »pose de sérieux problèmes en terme d'incitations. En effet, lorsque k/k' est supérieur à 0 les RE n'ont pas une incitation suffisante pour aider à résoudre les déséquilibres du système et lorsque k/k' est inférieur à 0 cela peut au contraire entraîner des comportements mettant en danger le système de la part des RE (incitation systématique au déséquilibre). Nous souhaitons que RTE étudie dès que possible les possibilités de révision du TURPE afin que le solde du CAE y soit intégré car le calendrier d'évolution annoncé (i.e . attendre le TURPE 6) n'est pas adapté à la situation. A court terme, au vu de la valeur négative du k' pour 2016 et des résultats du CAE pour 2017 qui laissent présager un k' négatif ou nul, nous souhaitons que RTE soumette à la CRE une nouvelle valeur de k égale à 0.		La délibération de la CRE de juin 2017 concernant la feuille de route de l'équilibrage du système électrique demande à RTE d'instruire en 2019 la suppression du facteur k et la définition d'un PRE plus incitatif, pour une mise en œuvre éventuelle au plus tard en 2021. De même, conformément aux règles MA RE en vigueur, toute révision du coefficient « k » est soumise par RTE à la CRE pour approbation et est déterminée de façon à ce que le solde du compte « Ajustements-Ecarts » soit équilibré au mieux, en particulier en fonction des valeurs historiques constatées sur une période d'au moins 12 mois précédant la date de son calcul. Ainsi, RTE souhaite disposer d'un retour d'expérience d'au moins 12 mois sur la mise en œuvre des flux financiers relatifs à l'énergie d'équilibrage et d'un prix de règlement des écarts unique avant d'envisager une révision du K.
Modification de prix d'offre	EDF	Commentaire	4.3.2.3.2	EDF est favorable à la proposition de RTE de restreindre les possibilités de changement de prix d'une offre MA déjà activée, pendant la durée minimale d'appel par RTE (DMO+Domin).		-
	Energy Pool	Commentaire	7,2	Energy Pool est favorable à la nouvelle Définition des modalités de modification du prix d'une offre activée		-
	Uniper	Commentaire		**Modalités de modification du prix d'une offre activée**		Les projets de plateforme de produits standard auxquels participe RTE

				Uniper est favorable au complément relatif aux modalités de modification du prix d'une offre activée. Uniper souhaite également souligner la besoin d'avoir les plages des offres calées sur les guichets infra-journalier. Par ailleurs, comme indiqué lors de précédentes consultations, Uniper tient à rappeler son souhait que soient lancées des réflexions pour la réduction du délai de neutralisation et de la fenêtre opérationnelle de RTE. Uniper considère en effet qu'il est primordial que les acteurs puissent se ré-équilibrer au plus proche du temps, notamment dans un contexte de développement des EnR et des installations de stockage.		permettront aux acteurs d'ajustement de formuler des offres standard dont le prix varie pour chaque pas 15 minutes de la journée. La réduction du délai de neutralisation ne fait pas partie de la présente consultation. Les discussions sur la durée de la fenêtre opérationnelle ont lieu dans le cadre plus large.
Saisie du DNA	Energy Pool	Commentaire	7,3	Energy Pool est favorable à l'Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites		RTE accueille favorablement ce retour
	Uniper	Commentaire		**Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites** Uniper est favorable à l'harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites mais souligne l'importance de la bonne utilisation du champ prévu.		RTE accueille favorablement ce retour et précise qu'il sera proposé une évolution SI avec un champ dédié ultérieurement.
Transparence	Uniper	Commentaire		**Transparence** Uniper soutient toute évolution apportant une meilleure transparence, au plus proche du temps réel. Aussi Uniper est favorable à : - la réduction des délais de publication des courbes de charges RPD ; - la publication aux RE des activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau (cf. commentaire précédent) ; - la publication des données RPD à la maille nationale.		-
EDA < 10MW	BCH Energy	Commentaire		**EDA de moins de 10 MW** Cette contrainte : 1. Continue à constituer un frein important pour la mobilisation des nouvelles capacités d'effacement et ne prend pas en compte la réalité opérationnelle d'un effacement dans l'industrie 2. Vient de fait en contradiction avec la proposition des modalités de contractualisation de l'AOE 2018 introduisant de la souplesse dans les engagements de disponibilité des capacités 3. Est discriminante pour les acteurs en-dessous d'une certaine taille dans leurs propositions de valeur aux sites 4. Joue un rôle de barrière à l'entrée du marché (13 acteurs retenus lors de l'AOE2017 contre 10 petites EDA) De plus, pour l'harmonisation des mécanismes, il est important de garder une cohérence technique et contractuelle entre les mécanismes (une EDA minimum 10MW contre 1 MW pour les EDE et EDC). Nous comprenons l'existence de possibles difficultés techniques et opérationnelles pour les services de RTE. Cependant il est aussi fort regrettable de constater que malgré les fortes ambitions des régulateurs (objectif de 5 GW d'ici 2018) et le grand nombre d'actions qui sont déployées dans ce sens, qu'une barrière technique pourrait empêcher cette évolution.		Cf. §5.5
	Energy Pool	Commentaire	4.3.1.3.5.1	Energy Pool estime que l'attribution des 10 EDA de moins de 10W selon le principe du "premier arrivé premier servi" est anticoncurrentielle et inéquitable. Cette mesure privilégierait les acteurs déjà installés. Il serait préférable:	Supprimer la mention "l'application du principe du « premier arrivé, premier servi » ;"	Cf. §5.5

				- D'accorder le même nombre d'EDA <10MW à chaque acteur qui souhaiterait créer de telles EDA - Le cas échéant, augmenter le nombre d'EDA <10MW possibles au nombre d'acteurs qui en feraient la demande		
	Eqinov	Proposition	4.3.1.3.5.1	EQINOV regrette qu'aucune proposition de RTE ne soit faite pour offrir aux acteurs d'ajustement des EDA Soutirage télérelevée de moins de 10 MW alors même que les règles de contrôle de réalisé freinent l'agrégation de petits sites télérelevés (non eligibilité aux méthodes par historique et prévision de consommation - biais du simple rectangle). EQINOV propose que l'acteur d'ajustement puisse disposer d'autant d'EDA de moins de 10 MW qu'il le souhaite sous réserve que le DMO soit identique et inférieur ou égal à 1h.		Cf. §5.5
Autre	EDF	Modification	5.2	RTE a procédé début 2017 à une révision rétroactive du coefficient « c ». De telles révisions rétroactives imposent aux fournisseurs des régularisations toujours délicates auprès de leurs clients. EDF souhaite que les règles précisent que ces révisions du coefficient « c » ne peuvent intervenir rétroactivement.		Cette demande ne fait pas partie du périmètre consulté dans le cadre de la révision des règles 8.3. En revanche, RTE confirme que la révision du « coefficient c » delibérée par la CRE en mars 2017 pour une application en février 2017 a été effectuée exceptionnellement de manière rétroactive. Cette mesure a permis à RTE de se conformer aux demandes de la CRE (formulées dans la délibération du 7 décembre 2016 portant approbation des règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre) et d'éviter d'avoir un solde du compartiment capacitaire du compte ajustement écart trop largement bénéficiaire sans perspective de résorption à court ou moyen terme. RTE confirme que les prochaines révisions du « coefficient c » tâcheront d'être effectuées de manière plus anticipée.
	EDF	Commentaire	5.2	En termes de règlements financiers, EDF observe que les structures de prix de la réserve secondaire sont très différentes entre la France (valorisation forfaitaire au prix Spot) et l'Allemagne (merit order, rémunération au prix d'offre). EDF tient à ré-exprimer son désaccord sur le choix fait par RTE de valoriser l'énergie de réglage au prix Spot, il serait davantage approprié de retenir une valorisation de l'énergie de réglage à un prix représentatif de l'équilibrage (par exemple Prix Marginal MA), ainsi que demandé lors de la consultation sur les règles SSY v3. (cf commentaire en introduction du document)		Ce point ne fait pas partie de la présente consultation.
	EDF	Commentaire	7	EDF recommande de lister ici l'ensemble des « date X » ultérieures (cf rapport d'accompagnement à la consultation)		RTE propose d'intégrer ce type de tableau dans le rapport de saisine. RTE pourra étudier la possibilité de le publier sur le site internet RTE.
	RES	Modification (coquille)	Annexe 8	L'annexe 8 de la section 1 renvoie à l'article 3.13.1 de la section 2 qui semble ne plus exister dans la section 2 (changement de nomenclature de la section 2 ? correspond maintenant au C.15 ?) ?????		Effectivement, RTE corrige la référence.
	EDF	Commentaire	4.2.1.1.2	RTE rétablit le caractère systématique d'un accord préalable de RTE pour agréger des sites de production RPT en cas de participation aux services système. Ceci ne doit pas conduire à remettre en cause les accords antérieurs, qui sont nécessaires pour pouvoir formuler des offres sur des EDA hydrauliques liées ou influencées.		Les accords antérieurs ne seront pas remis en cause par RTE.
	Voltalis	Commentaire	4.3.1.1.1	**OFFRES A PRIX VARIABLE SUR LE MA** RTE a évoqué en réunion bilatérale la possibilité d'offres à prix variable sur le MA sur le modèle des offres EPEX-SPOT, évolution effectivement nécessaire au vu de la		Lors de la consultation des règles RE-MA v8.1, RTE a effectivement indiqué dans le rapport de consultation que la mise en œuvre des offres standard permettra de formuler des offres dont le prix variable dépend de la puissance appelée, en contrepartie d'une simplification du produit (caractéristiques fixes).

				complexification des modalités de déclaration des offres et engagements sur les différents marchés. Voltalis constate que cette évolution n'est pas prise en compte dans le jeu de Règles en consultation et invite donc RTE à l'intégrer dans la version finale de ces Règles pour permettre une mise en œuvre dans les SI des acteurs au plus vite.		
	Voltalis	Commentaire	4.2.2.1.2	**ACCORD DES SITES DE SOUTIRAGE POUR LEUR RATTACHEMENT A UNE EDA** Le jeu de Règles en consultation reprend le formalisme des jeux précédents en ce qui concerne l'Accord des sites de soutirage intégrés aux EDA et EDE. Voltalis rappelle que cet Accord, prévu par l'article R.271-2 du Code de l'Energie, n'a pour objet que de matérialiser l'accord du consommateur pour que l'opérateur effectue des effacements sur son site. Cet article R.271-2 est préalable à toute notion de valorisation ou non de tels effacements. Il n'impose aucunement, ni que le site donne son accord pour telle ou telle forme de valorisation de ses effacements sur des marchés spécifiquement identifiés ou non, ni a fortiori que la rédaction de l'Accord soit imposée par les Règles au mot près. Seul l'effet doit être recherché, à savoir rappeler à l'opérateur d'effacement sa responsabilité de recueil des accords des consommateurs pour effacer leur consommation.		Les dispositions prévues aux articles 4.2.2.1.2.1 et 4.2.2.1.2.2 ont pour objet d'assurer la bonne exécution des mécanismes prévus dans les règles (notamment : communication d'informations commercialement sensibles, mise en œuvre du versement). Afin de simplifier la mise en œuvre par l'AA des dispositions prévues dans les règles concernant l'accord du Site, RTE propose de conserver l'objet des mentions et de supprimer les formulations imposées dans les règles. La question de la simplification des dispositions prévues au chapitre 4 des règles concernant le formalisme de l'accord des Sites sera instruite dans une prochaine version des règles.
Versement dérogatoire	EDF	Modification	4.6.2.3.1.4.1	« complément de la Part RTE de Versement » : formulation peu claire (sous réserve de ce qui sera défini dans les règles NEBEF)	« complément à 1 de la Part RTE de Versement » ou écrire la formule sous forme algébrique	Le sujet du versement dérogatoire ne fait plus partie de la présente saisine
	EDF	Modification	5.2	De façon similaire au 4.6.2, préciser que cette modification est conditionnée à l'introduction du versement dérogatoire dans les règles NEBEF		Le sujet du versement dérogatoire ne fait plus partie de la présente saisine