Consultation de RTE sur les règles MA-RE 'v8.3'

Réponse d'EDF

29/09/2017

RTE a mis en consultation des propositions d'évolution des Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (dites « Règles MA-RE v8.3 »).

La réponse d'EDF est constituée de ce document, complété par un tableau de remarques détaillées.

- **Mesures relatives à la participation des effacements**

Méthodes de contrôle du réalisé pour le mécanisme d'ajustement

RTE propose d'étendre les méthodes de contrôle du réalisé utilisables dans le cadre du mécanisme d'ajustement, en introduisant la méthode par historique et la méthode par prévision, déjà permises dans le cadre des règles NEBEF.

EDF accueille très positivement cette proposition, qui permettra d'évaluer plus précisément les volumes effacés et la participation de capacités d'effacement jusque-là absentes du mécanisme d'ajustement. Cette évolution permet en outre d'accroître la cohérence entre les règles.

EDF est favorable à l'introduction de méthodes de contrôle du réalisé précises et fiables pour estimer la consommation de référence et permettre la meilleure évaluation possible des effacements. A ce titre, EDF partage les conclusions du banc de test des méthodes statistiques présentées par RTE lors du Groupe de travail du 12/07/2017 et souhaite que puissent être introduites rapidement de nouvelles méthodes de contrôle.

EDF renouvelle sa demande qu'à l'avenir, l'introduction de nouvelles méthodes se poursuive via le GT « contrôle du réalisé » avec pour objectif l'étude et l'introduction de nouvelles méthodes de façon concomitante dans les deux jeux de règles MA et NEBEF.

Remarques communes aux deux nouvelles méthodes

Le cas de l'absence de remontée de données par le GRD empêchant RTE de procéder à l'homologation d'un site ou d'une EDA contenant des sites raccordés au réseau public de distribution devrait être mentionné dans les règles. En particulier, EDF demande que les acteurs de marché en soient informés et que RTE et les gestionnaires de réseau concernés trouvent une solution transparente.

Sur les critères d'homologation communs aux deux nouvelles méthodes (MAPE et E-MAPE), EDF constate que le dénominateur choisi est la capacité minimale d'ajustement. Si cette notion est déjà présente dans les règles MA-RE, cette valeur est toujours uniquement déclarative, sans contrôle prévu dans les règles. Afin que le dispositif n'en soit pas fragilisé, EDF propose que ce soit la puissance souscrite qui soit prise en compte au dénominateur des MAPE et E-MAPE, et que les valeurs seuils des critères d'évaluation soient réévaluées pour en tenir compte. A minima, en cas de maintien de la capacité d'ajustement minimal dans le calcul, RTE devrait contrôler la cohérence entre les offres déposées par les acteurs et la capacité minimale déclarée.
Par ailleurs, il n'est pas possible d'utiliser la capacité minimale d'ajustement au dénominateur pour les EDA profilées, cette valeur étant égale à zéro (cf. tableau détaillé des remarques).

EDF demande également que les conditions de retrait d'homologation pour les méthodes par prévision ou par historique soient précisées. Prévoir que l'homologation « peut » être retirée, comme c'est le cas avec la proposition actuelle (art. 4.5.2.2.2.3.4. et 4.5.2.2.2.4.4.), semble source d'incertitude.

Méthode de contrôle du réalisé par prévision de consommation

Les modalités proposées permettent de fixer par redéclaration la courbe de référence jusqu'au guichet infra journalier du MA le plus proche du temps réel, quand les acteurs peuvent anticiper les tensions d'équilibre du système et donc la probabilité d'activation de leur offre d'ajustement par RTE. EDF considère toujours que cela peut entraîner des comportements opportunistes des acteurs avec surestimation de leur courbe de prévision et préconise de limiter l'envoi de la courbe de référence au plus tard en J-2. Au-delà de cette échéance, EDF estime que les acteurs disposent de visibilité sur la tension du système (après le *clearing* du marché de l'énergie et après les messages d'alerte de RTE relativement aux offres des acteurs pour le MA).

Méthode de contrôle du réalisé par historique de consommation

EDF constate qu'un certain nombre de critères d'homologation présentés en concertation et qui reprenaient des modalités déjà existantes dans les règles NEBEF ne figurent plus dans la présente proposition (nombre de jours d'indisponibilité inférieur à 200j/an, indisponibilités exceptionnelles représentant au plus 49 jours répartis en 5 périodes distinctes, durée continue de disponibilité d'au moins 77 jours, hors indisponibilités récurrentes). EDF s'interroge sur ces modifications par rapport aux propositions initiales et sur leurs conséquences sur la fiabilité de la méthode et réaffirme la nécessité d'une cohérence entre les différentes règles pour éviter une trop grande complexité pour les acteurs.

Les modalités prévues par RTE pour le choix de la variante sont également en contradiction avec ce qui est prévu dans le cadre des règles NEBEF. La présente proposition MA prévoit que l'acteur d'ajustement choisit la variante, tandis que dans le cas de NEBEF, c'est RTE qui teste les différentes variantes et qui notifie à l'opérateur d'effacement la variante la plus performante qui s'appliquera. EDF estime que cette dernière procédure répond mieux aux exigences d'un contrôle du réalisé fiable.

Prise en compte du report (décret Effacement)

EDF demande que ce projet de règles MA-RE soit complété par la prise en compte de l'effet report. EDF rappelle que le code de l'énergie en son article R.271-3 prévoit cette prise en compte dans les règles de marché dès lors que ces effets sont « *attestés et significat*ifs », ce que notamment les travaux de RTE dans le cadre de son rapport de 2016 sur « *L'évaluation des économies d'énergie et des effets de bord* » ont permis de démontrer. EDF demande donc que les solutions concrètes mises en évidence lors de la concertation conduite en 2016 soient déclinées dans les règles et qu'un calendrier de mise en œuvre soit défini.

- **Ajustements automatiques sur des groupes de production en OA pour résoudre des contraintes réseau**

Dans la mesure où les énergies renouvelables représentent une part significative et croissante des installations de production en France métropolitaine continentale, leur participation à l'équilibrage du système électrique est souhaitable lorsque cela est possible techniquement et pertinent économiquement.

Dans ce cadre, EDF soutient la proposition de RTE d'inscrire dans le cadre du MA les limitations de production EnR en obligation d'achat (OA) ou en complément de rémunération (CR) pour résoudre des contraintes réseau. Ceci permet en particulier d'assurer la neutralité de l'écart du périmètre du Responsable d'Equilibre (RE) auquel est affecté l'énergie en OA ou en CR (qui à défaut supporterait des écarts négatifs). Ceci permet également de cadrer les modalités financières pour le producteur.

Comme souligné par la CRE dans sa délibération du 22/06/2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, les conditions de participation à l'ajustement doivent tenir compte de l'interaction avec les mécanismes de soutien (OA ou CR). Il revient donc dans un premier temps à la DGEC et à la CRE de définir les principes, les règles MA-RE organisant dans un second temps les modalités techniques de mise en œuvre.

Ceci étant, EDF relève les points suivants dans le schéma proposé par RTE pour la limitation de production de sites en OA pour résoudre des contraintes réseau :

- Dans le cas d'installations existantes bénéficiant de contrat formés ne prévoyant pas la participation au MA, une telle participation poserait des difficultés juridiques. EDF prend note de l'interprétation de RTE selon laquelle des limitations pour besoin réseau seraient compatibles avec les modèles de contrats d'OA. Un accord de la DGEC sera toutefois nécessaire pour pouvoir, le cas échéant, adapter les contrats d'OA.
- EDF partage l'analyse de RTE selon laquelle la participation d'un site de production sous OA à l'ajustement à la baisse ferait, via la correction de périmètre RE, bénéficier l'acheteur obligé d'une recette par la vente d'énergie qu'il n'a pas achetée : il convient donc de mettre en place un mécanisme adapté pour assurer la neutralité financière pour l'acheteur obligé.
- EDF n'est pas favorable au schéma proposé par RTE (versement du RE au producteur), qui représenterait 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 OA. Il sera potentiellement difficile de définir un règlement financier dans le cadre d'un accord bilatéral l'entre Acteur d'Ajustement et le Responsable d'Equilibre. En tout état de cause, le prix de versement (ainsi que la couverture des frais de gestion) devrait être validé par la CRE.
- Comme le précise lui-même RTE, d'autres schémas sont possibles et doivent être approfondis. Il serait par exemple envisageable que la recette vienne en déduction de la compensation des charges de service public supportées par les acheteurs obligés, ou encore de mettre en place dans les règles MA-RE un dispositif de versement centralisé des RE vers RTE pour la participation des installations existantes sous OA au MA, à l'instar de celui existant déjà pour les effacements, à charge pour RTE de reverser au producteur concerné le montant correspondant.
- Par ailleurs, les modalités d'estimation du volume ajusté devront être précisées (une mauvaise estimation créera des écarts de périmètre RE, problématique similaire aux effacements de consommation). En l'état des règles, EDF comprend que la courbe de référence serait égale au programme d'appel transmis par le producteur (il faudra prévoir que les acheteurs obligés puissent être destinataires de ce programme).

Outre les activations pour cause réseau sur des sites existants en OA, le futur cadre réglementaire devra également prendre en compte les futures installations (incitation en termes de localisation de façon à minimiser les coûts production + réseau) et les activations pour l'équilibre P=C (impact sur l'ordre de mérite des offres d'ajustements retenues par RTE)[1].

La problématique de l'énergie de réglage primaire et secondaire (certains sites en OA/CR pouvant fournir des services système) est similaire et devra également être abordée.

- **Programmation des groupes de production raccordés au RPD**

RTE propose d'introduire dans les règles la programmation des groupes de production raccordés au RPD, en application des articles L.321-9, L.311-10 et L322.9 du Code de l'Énergie tels que modifiés par l'ordonnance n°2016-1059.

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 œuvre 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.

[1] Cf réponse d'EDF à la consultation publique de la CRE du 9 mai 2017 n°2017-004 sur les principes de calcul du coût évité de l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

NB : même si ce point n'a pas vocation à apparaitre dans les règles, il serait intéressant pour la collectivité (afin de minimiser les coûts d'écarts RE) que les programmes des installations sous OA transmis par les producteurs aux gestionnaires de réseau soient également accessibles aux acheteurs obligés.

- **Dispositif « aFRR assistance »**

Après IGCC, le dispositif « aFRR assistance » représente une nouvelle étape dans l'intégration des mécanismes d'équilibrage et de secours entre GRT.

Comme cela avait été évoqué en 2015 lors de la mise en place d'IGCC, EDF regrette que RTE ne fournisse pas davantage d'éléments d'analyse sur l'impact de ce dispositif sur le compte ajustements-écarts et sur les sollicitations des groupes de production participant au réglage secondaire (prévisions d'occurrences de recours à ce mécanisme, analyse de l'effet que cela aurait eu sur l'ACE dans le passé, impact sur le niveau N). De même que pour IGCC, EDF appelle RTE à mettre en place un REX tant financier que technique.

- **Points complémentaires à traiter dans les règles RE:**

Révision du coefficient « c » à la charge des responsables d'équilibre :

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.

Décret autoconsommation

En application du décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation, les volumes de soutirage ou d'injection attribués aux responsables d'équilibre des sites participant à une opération d'autoconsommation collective doivent tenir compte des quantités autoconsommées réparties entre les participants.
Il est actuellement envisagé de décrire cette affectation d'énergie dans des « Modalités de traitement transitoires » consultées par Enedis en juin 2017. EDF demande que ces modalités soient rapidement intégrées dans les règles RE (notamment dans les articles D.12 et E.6.1).

Type de remarque (proposition de modification, commentaire, autre)	**Section** (1 ou 2)	**n° Article** (si applicable)	**Commentaire**	**Proposition de rédaction**
Commentaire	1	3.1.2	EDF remercie RTE pour la visibilité et les explications fonctionnelles apportées dans le rapport 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.	
Modification	1	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
Commentaire	1	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.	
Modification	1	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
Commentaire	1	3.2	Programmation RPD : cf commentaire en introduction du document	

Modification	1	3.2.2	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
Modification	1	3.2.3	Idem 3.2.2	Heure du guichet infrajournalier + délai à définir avec les GRD
Commentaire	1	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.	
Commentaire	1	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	Suppression de la mention à la date E (ou ajouter une mention à la date E')
Modification	1	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 »)

Modification	1	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.
Commentaire	1	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).	
Modification	1	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	
Commentaire	1	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.	
Commentaire	1	4.5.2.2.2.1	Date E' non décrite dans le rapport d'accompagnement. EDF comprend que les deux méthodes seront mises en œuvre à des dates différentes pour les « EDA profilées » ?	

Commentaire	1	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.	
Modification	1	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* »
Modification	1	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* »
Modification	1	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 »*
Modification	1	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.	
Modification	1	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 »*
Commentaire	P110	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)	
Modification	1	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

Modification	1	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.	
Modification	1	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	
Commentaire	1	5.4	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)	
Commentaire	1	7	EDF recommande de lister ici l'ensemble des « date X » ultérieures (cf rapport d'accompagnement à la consultation)	
Modification	1	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.	

Modification	2	C.4.1	Calcul de l'en-cours dû par le RE : EDF partage l'analyse de RTE selon laquelle le calcul actuel (consommation minimale sur 12 semaines) tend à minimiser les écarts négatifs du RE. La proposition de RTE (recopie du dernier BGC reçu, S-2 ou S-3) risque cependant de surestimer cet encours lorsque la semaine à évaluer est moins froide que la semaine prise en référence. Afin de minimiser cet impact, EDF suggère d'utiliser le BGC S+1 établi par certains GRD. EDF suggère également que d'autres solutions intermédiaires soient envisagées (par exemple minimum des 3 derniers BGC connus sur le même jour de la semaine, hors jours fériés).	
Commentaire	2	C.15.4.6	Publication des volumes d'énergie de réglage : de façon similaire à la publication de l'énergie ajustée par EDA injection, EDF demande à RTE d'instruire la publication de l'énergie de réglage primaire/secondaire par ESSY injection rattachée au périmètre du RE.	
Modification	2	C.16.1.5	Il semble que la formule de l'étape dite de « normalisation » est incorrecte : *« RTE corrige donc la* $\mathbf{CdC}_{\mathbf{estim.conso.corrigée.calée}}^{RE,GRD,A}$ *du RE sur chaque GRD pour retrouver l'énergie annuelle de la* $\mathbf{CdC}_{\mathbf{estim.conso.corrigée.}}^{RE,GRD}(M+14)$ *sur la Période Annuelle A. »* La **CdCestim.conso.corrigée** est en effet artificiellement creusée (lors de l'étape du C.16.1.4), alors qu'il faut ici viser l'énergie **réelle** de la courbe de charge (avant son rebouchage « hors effacement » au C.16.1.6). Il faut donc retrouver l'énergie annuelle de la $\mathbf{CdC}_{\mathbf{estim.conso}}^{RE,GRD}(M+14)$.	*« RTE corrige donc la* $\mathbf{CdC}_{\mathbf{estim.conso.corrigée.calée}}^{RE,GRD,A}$ *du RE sur chaque GRD pour retrouver l'énergie annuelle de la* $\mathbf{CdC}_{\mathbf{estim.conso}}^{RE,GRD}(M+14)$ *sur la Période Annuelle A. »*

Modification	2	C.20.1	Indemnisation du RE en cas d'indisponibilité du réseau : la rédaction de cet article est insuffisamment précise et peut donner lieu à des divergences d'interprétation.	Dans un souci de clarification, EDF demande de préciser que l'écart du RE pris en compte dans le calcul de l'énergie indemnisée est celui résultant de l'ajustement rectificatif tracé par RTE selon les modalités définies dans le CART et l'article 4.4.3.2 de la section 1 (et non l'écart RE antérieur à l'ajustement)
Modification	2	D.12 E.6.1	Dans le calcul de la consommation ajustée, tenir compte de l'énergie autoconsommée dans une opération d'autoconsommation collective	Ajouter à la définition de la consommation ajustée *« moins le cas échéant l'énergie attribuée au site dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective »*