Réponses des acteurs à la consultation des règles MA RE v9

Sommaire

Définitions 2
Pré-qualification 4
Programmation 17
Offres d'ajustement 29
Utilisation des offres d'ajustement 33
Calcul des volumes réalisés 54
Valorisation des ajustements 61
Publication des résultats du processus Ecarts en S+1 70
Transparence 74
NEBEF 77
Autres évolutions 78

Définitions

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Modification	1. Définition de "Ecart d'Ajustement d'une EDA"	La définition est inexacte et ne correspond pas à la formule de l'article 4.6.2.7. On comprend ici, à tort, qu'il s'agit d'une chronique qui varie toutes les 5', dès lors que le Volume Attendu Théorique varie toutes les 5'. Or, il s'agit d'une chronique obtenue à partir des chroniques, discrétisées au pas 10' puis tracées au pas 5' par RTE, de Volume Réalisé et de Volume Attendu Théorique. En outre, on comprend que cette grandeur peut être soit positive soit négative, alors qu'elle est toujours positive.	"Volume d'énergie, ~~positif ou négatif~~, établi, pour une EDA, pour chaque Pas 5 Minutes, comme ~~la différence~~ la valeur absolue de la moyenne, sur le Pas de Contrôle contenant le pas 5 Minutes, de la différence entre le Volume Réalisé et le Volume Attendu Théorique selon les modalités décrites à l'Article 4.6.2.7. On parle d'Ecart d'Ajustement positif si cette moyenne est positive et d'Ecart d'Ajustement négatif si cette moyenne est négative, conformément à l'Article 4.6.2.7. Ce volume est valorisé par RTE au Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement défini à l'Article 4.6.2.8."	RTE propose de maintenir la définition proposée.
ADEeF	Modification	1. Définition de "Pas de contrôle"	Par mesure de clarté, il nous semble utile de préciser dès la définition à l'Article 1, que le pas de contrôle va évoluer à partir d'une date T.	"Pas de Temps qui correspond à la granularité du calcul du Volume Réalisé d'une EDA. Il va évoluer à partir de la date T : – avant la date T, le Pas de Contrôle est égal à trente (30) minutes ; – après la date T, le Pas de Contrôle est égal à dix (10) minutes."	RTE préfère limiter l'utilisation de dates pivots dans les définitions sauf lorsque cela est nécessaire. RTE propose d'introduire dans la définition du Pas de Contrôle le renvoi à l'Article 4.5.1.2 des règles où l'évolution de la valeur du Pas de Contrôle à partir de la date T est spécifiée.
ADEeF	Ajout	1 définition	Nous proposons de définir dès l'article 1 le "Volume Défaillant d'une EDA" tout comme "l'Ecart d'Ajustement d'une EDA" est défini dans ce même article. D'autant que cette définition est utilisée à l'Article 4.6.2.9.3.	"Volume Défaillant d'une EDA : Volume d'énergie, établi, pour une EDA, pour chaque Pas 5 Minutes, comme la valeur absolue de la moyenne, sur le Pas 30 Minutes contenant le pas 5 Minutes, de la différence entre le Volume Réalisé et le Volume Attendu Effectif selon les modalités décrites à l'Article 4.6.2.9.2. Ce volume est valorisé par RTE à 35% du Prix Moyen Pondéré conformément à l'Article 4.6.2.9.3."	RTE remercie l'ADEeF pour ce retour mais propose de ne pas ajouter cette notion dans la liste de définitions. La définition contenue dans ce paragraphe est autoportante.

ADEef	Ajout	1 Définitions	Nous proposons de définir, dès l'Article 1, le "Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement". D'une part parce que le recours aux majuscules fait référence à un terme qui a été défini dans l'article 1 relatif aux Définitions. D'autre part au même titre que les autres prix (PMA, PME, etc) sont définis dans cet article.	"Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement : Se référer à la définition contenue à l'Article 4.6.2.8."	RTE a ajouté la définition
EDF	Commentaire	1 Définition « EDA »	« EDA » : il n'y a pas de notion de qualification sur les offres spécifiques	Restreindre aux offres standards la phrase portant sur la qualification.	La pré-qualification ne porte que sur les produits standard
EDF	Forme	1 Définition « écart d'ajustement »	L' « écart d'ajustement » est calculé et valorisé à pas 10'	Pas 10'	L'écart d'ajustement est calculé et valorisé au pas 5 minutes.
EDF	Forme	1 Définition « Offre d'ajustement »	« Offre d'Ajustement » : l'Acteur d'Ajustement propose des offres uniquement à RTE (en application du modèle BSP-TSO) et jamais directement à la plateforme de RR comme la formulation le laisse entendre. Il est ensuite précisé qu'une offre d'ajustement peut être spécifique ou standard, et partagée par RTE sur la plateforme de RR.	Reformuler la référence à la plateforme de produit standard de RR.	RTE remercie EDF pour ce retour et a modifié la définition de « Offre d'Ajustement » et « Offre Standard de RR » en ce sens.
EDF	Forme	1 Définition « Pas de contrôle »		Suggestion de faire un renvoi à l'article 4.5.1.2	Merci pour ce retour, le renvoi a été ajouté.
EDF	Forme	1 Définition « Période de validité »	« Période de validité » pour une offre standard : « Heure débutant à heure ronde ». Il semble préférable de faire référence à la période de livraison de la plateforme TERRE.	Suggestion de mentionner la période de livraison TERRE	La définition de la période de validité a été modifiée pour faire référence à l'heure de livraison dans les cas des offres standard de RR.
EDF	Forme	1 Définition « Rémunération d'une offre activée »	« Rémunération d'une offre activée » : à une offre correspond un volume commercial.	Volume commercial au singulier	Merci pour ce retour, RTE modifie la définition en conséquence.
EDF	Ajout	Section 2 A. Définitions	Par homogénéité, introduire la notion de « Volume activé » (cf C.11.8) et « Volume Attendu Effectif » (renvoi à la section 1)		RTE a pris en compte ces propositions de modification et remercie EDF.
Energy ool	Ajout	1 Définitions	Au vu de toutes les définitions en introduction de ce document, une définition du Volume Commercial pourrait être intéressante	Ajouter une définition du Volume Commercial	La définition du Volume Commercial a été ajoutée.

Pré-qualification

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Commentaire	Général / TM 10 sec	Dans le rapport d'accompagnement à la présente consultation, RTE indique devoir recourir aux données de télémesure 10 secondes collectées par les acteurs pour assurer le suivi de la qualification des EDA activant des offres RR sur la plateforme TERRE. RTE précise vouloir contrôler la puissance des EDA à certains points de passage précis afin de maîtriser la montée et la descente en charge des EDA conformément à la forme trapèze attendue par RTE, in fine afin qu'il n'y ait pas de déséquilibre supplémentaire engendré par un ajustement échangé entre les différents pays participant à la plateforme TERRE. Tout d'abord, les GRD s'étonnent du besoin exprimé par RTE de recours à la télémesure 10 secondes, et ce d'autant plus qu'il est apparu tardivement durant la concertation (courant juillet 2018, la concertation sur les règles MA-RE v9 ayant débuté mi 2017). Les GRD souhaiteraient que la nécessité de la télémesure 10 secondes pour la qualification à TERRE soit étayée par des éléments techniques (quelle réduction des déséquilibres permet la télémesure 10 secondes par rapport à l'utilisation de données de comptage de 10 minutes). Par ailleurs imposer la télémesure pourrait avoir un impact financier et être un frein à la participation à TERRE pour des EDA raccordées au réseau de distribution (cf. ci-dessous). En outre, les règles actuelles ne prévoient pas de qualification des dispositifs de télémesure installés par les acteurs et ne garantissent ainsi ni la qualité ni l'exactitude de la donnée. Le déploiement de contrôles permettant la qualification des données de télémesure pourrait s'avérer coûteux, alors que par ailleurs, les GRD assurent la gestion de données de comptage certifiées en toute indépendance.		RTE considère que les données en énergie au pas 10' permettent de faire un suivi suffisant relativement à l'énergie attendue. Néanmoins le produit standard de RR est un produit défini avec un profil en puissance, et tout écart en puissance avec le génère des déséquilibres pour RTE. Le seul contrôle en énergie n'est donc pas suffisant. Certains acteurs ont notamment partagé ce retour lors de la phase de concertation en questionnant la pertinence de contrôles 10 minutes pour un produit livré sur des pas 15 minutes D'autre part, le suivi en puissance a permis à RTE d'alléger le contrôle en énergie lors des discussions lors de la phase de concertation. Une absence de données en puissance ne serait donc plus suffisant (en l'état), même pour un contrôle en énergie. Par ailleurs, RTE peut partager des exemples de cas où le contrôle en énergie (sur des pas 10') seul n'est pas suffisant pour contrôler des valeurs imposées par le règlement SOGL telles que le DMO. Enfin, ce même règlement SOGL indique dans ses Articles 158.(e) et 161.1(f) le fait que le fournisseur de réserve doit être capable de fournir des données de mesure en temps réel. Concernant la qualité et la fiabilité des données, RTE considère que les données de comptage au pas 10' fournies par le GRD sont bien les données faisant foi. Néanmoins, et pour les raisons évoquées précédemment, celles-ci doivent pouvoir être complétées par une vision (cohérente) en puissance.

			S'agissant du réseau de distribution, la plupart des sites raccordés ne disposent pas de la télémesure 10 secondes : le déploiement d'un tel dispositif pourrait s'avérer coûteux et donc constituer une barrière à leur participation à la plateforme TERRE. Ainsi, pour les raisons mentionnées ci-dessus, l'ADEeF considère qu'il est souhaitable de ne pas recourir à l'utilisation de la télémesure 10 secondes tant qu'une analyse coûts/bénéfices n'a pas été menée au préalable, et dans la mesure où la nécessité technique n'est aujourd'hui pas avérée. Quelle que soit l'option retenue par RTE, l'ADEeF est favorable à ce que les EDA constituées de sites raccordés au réseau de distribution puissent faire des offres RR sur la plateforme TERRE en étant soumise à un suivi de qualification fondé sur les données de comptage de 10 minutes.		Enfin, RTE n'a pas d'éléments concrets permettant de considérer que la mise en place de moyens de mesure en puissance au pas 10'' engendrerait des coûts disproportionnés par rapport à la sécurité du système, et qui justifierait une analyse coûts/bénéfices.
ADEeF	Modification	4.1.3.2	Nous souhaitons remplacer le terme "lorsqu'elle est nécessaire", par une formulation plus précise, afin de faciliter la lisibilité et la compréhension, en reprenant la formulation du 4.5.2.1.2.2	"La qualification des dispositifs de mesure installés par l'Acteur d'Ajustement, ~~lorsqu'elle est nécessaire~~ lorsque les données issues des dispositifs de comptage des Gestionnaires de Réseau de Distribution ne présentent par les caractéristiques nécessaires à la certification des effacements, est délivrée par RTE selon les modalités précisées dans le cahier des charges du dispositif de qualification élaboré conformément à l'Article 8 « Qualification des Opérateurs d'Effacement pour le profilé » des Règles NEBEF."	Le paragraphe 4.1.3.2 renvoie à la qualification des dispositifs de mesure en lien avec les règles NEBEF. Il n'est pas impacté par le processus de qualification des capacités dans le cadre des produits standard. De plus, les cas pour lesquels la qualification est nécessaire sont décrits dans les règles NEBEF, et RTE ne voit pas la nécessité de les expliciter dans les règles MA (notamment pour éviter les doubles références).
ADEef	Suppression	4.2.2.2.2.2	Nous considérons qu'il est souhaitable de ne pas recourir, à ce stade, à la télémesure 10 secondes, tant qu'une analyse coûts/bénéfices préalable n'a pas été menée, cette évolution pouvant s'avérer coûteuse et être un frein pour la participation à TERRE des EDA raccordées au RPD. Nous proposons de supprimer le paragraphe	Suppression du paragraphe	RTE n'a pas d'éléments concrets permettant de considérer que la mise en place de moyens de mesure en puissance au pas 10'' engendrerait des coûts disproportionnés par rapport à la sécurité du système, et qui justifierait une analyse coûts/bénéfices.
ADEeF	Modification	4.2.2.4.2	Il faudrait expliciter ce qu'il advient lorsque l'EDA a été activée moins de 5 fois entre M-12 et M-1. On comprend que l'EDA n'est pas qualifiée.	"4.2.2.4.2 Période d'observation Un Acteur d'Ajustement adressant une demande de Qualification ou d'évolution de Qualification d'une EDA, pour le Produit Standard de RR, doit disposer d'au moins cinq	RTE a corrigé en ce sens

				(5) activations sur la période M-1 à M-12 d'Offres Standard RR. Pour chaque Mois M, la période d'observation pour une un type d'Offre sStandard de RR est définie de la manière suivante [...]"	
ADEeF	Suppression	4.2.2.4.3	Idem 4.2.2.2.2.2	~~- Comme données complémentaires, les données de télémesure remontées mensuellement par l'Acteur d'Ajustement à la maille EDA au pas dix (10) secondes comme indiqué à l'Article 4.2.2.2.2.2.~~	Idem 4.2.2.2.2.2
ADEeF	Modification	4.2.2.5.2	Pour les raisons invoquées ci-dessus, nous pensons qu'il est souhaitable de ne pas recourir à la télémesure 10 secondes et de modifier le paragraphe en conséquence.	/	Idem 4.2.2.2.2.2
CNR	Modification	4.2.2.5.2	Lors du suivi de la qualification RTE attend que le réalisé soit supérieur ou égal à la puissance sollicitée. Cela incitera les acteurs à prendre des marges sur les puissances proposées à l'ajustement pour éviter le non-respect de ces critères. CNR est convaincu qu'il est préférable de laisser une marge de manœuvre à l'acteur afin que l'AA puisse proposer au plus juste sa flexibilité.	modifier les critères pour les offres à la hausse : à DMO : Pe, EDA ≥ Pref + Psollicitée **<u>* 0.9 supprimer le critère à DMO - 5'</u>** ou Pe, EDA ≥ (Pref + Psollicitée **<u>* 0.9</u>**)/2 Idem pour les offres à la baisse	RTE propose d'élargir la tolérance autour du point de passage DMO et désactivation à +-20% (en ligne avec la tolérance sur la puissance)
EDF	Commentaire	4.2.2	A aucun moment, dans la phase de conception des produits standards au niveau européen, il n'a été question d'imposer un profil de variation précis. Un traitement spécifique, plus contraignant que ce qui est pratiqué ailleurs en Europe, serait défavorable aux acteurs français par rapport à leurs homologues européens. Cela ne créerait pas les conditions de concurrence équitable, et réduirait donc la compétitivité et la part des ajustements réalisés par le parc français au niveau européen.		Il a été proposé au niveau européen de laisser à la considération des GRT certains détails concernant la pré-qualification afin d'être cohérent avec les spécificités des pays (mix énergétique, type de « bidding » autorisé-portfolio/unit based-, etc ;)
EDF	Commentaire	4.2.2	Au regard de la définition des produits standards et des articles 159 et 162 du règlement System Operation, EDF considère que le seul critère légitime de qualification devrait être la vérification de l'atteinte de la puissance demandée à l'issue du DMO du produit standard, soit 30 min pour la RR et 12,5 min pour la mFRR. RTE a prévu de ne mettre en place le dispositif de suivi de la qualification qu'à une date postérieure au démarrage de TERRE (fin 2020) : EDF préconise donc que cette phase d'observation permette d'objectiver l'existence d'éventuels problèmes devant justifier l'insertion de toute disposition additionnelle contraignante dans les Règles.		Le règlement SOGL indique également que la pré-qualification doit vérifier la livraison de la puissance attendue et la désactivation. La mise en place d'un REX uniquement ne permettrait pas à RTE de prendre des mesures dans le cas où des défaillances causeraient des déséquilibres non acceptables

EDF	Forme	4.2.2.	EDF est favorable au principe de ne pas insérer des mesures de qualification pour les offres spécifiques et partage l'analyse de RTE au §2.1.4 du document d'accompagnement, notamment compte tenu de l'obligation légale d'offrir tout le disponible.	Restreindre aux offres standards de RR le titre des articles 4.2.2 et le 4.2.2.2 (comme cela est déjà le cas pour le 4.2.2.1)	
EDF	Forme	4.2.2.1.2	Une même EDA peut présenter des DMO différents selon le type de variation. La seconde condition peut être dans certains cas contradictoire avec la première (cas d'une offre DP+gradient ayant fait l'objet d'activations à la fois avec des DMO inférieurs et supérieurs à 30 minutes).	*Les EDA ayant été Activées **uniquement** pour des Offres avec un DMO strictement supérieur à 30 ne seront pas Qualifiées pour le Produit Standard de RR.*	RTE a proposé une reformulation du paragraphe
EDF	Commentaire	4.2.1.2.1	Il serait utile que RTE confirme ses intentions quant au devenir des EDA « point d'échange »		Il est prévu que les EDA point d'échange restent inchangées avant l'arrivée de la plateforme TERRE. Après le lancement de la plateforme TERRE, l'application du modèle GRT-FSE devra faire l'objet d'une proposition en application de l'article 35 du règlement EBGL.
EDF	Commentaire	4.2.2.2	EDF est favorable au principe proposé par RTE de ne pas imposer de tests initiaux d'activation, dans le but de permettre au plus grand nombre de capacités de proposer des offres de Replacement Reserve.		RTE accueille favorablement ce retour
EDF	Commentaire	4.2.2.2.1	EDF accueille favorablement la proposition de RTE de retenir des temps de traitement plus courts que les délais maximum autorisés par le règlement System Operation, afin de favoriser le dépôt d'offre standard par les acteurs. Le format et les modalités d'échange du dossier de qualification de chaque EDA devront être précisés, de même que les modalités de notification par RTE des défaillances et pertes de qualification (cf 4.2.2.4.4 et 4.2.2.4.5)		Les formats et modalités d'échange seront précisés lors d'ateliers techniques à venir
EDF	Commentaire	4.2.2.2.2.1	*« exigences de Programmation (…) décrites à l'article 4.3.2 »* EDF interprète que l'article 4.3.2 n'implique aucune exigence particulière relative à la Programmation, ce à quoi EDF est tout à fait favorable. Au cours de la concertation, RTE a évoqué son intention de rendre obligatoire la transmission à pas 5' du programmes d'appel pour les EDP/EDA participant à la RR. EDF observe que la CRE s'est exprimée en faveur du maintien d'un caractère optionnel de la programmation à pas 5' et soutient ce principe. En cas de transmission d'un programme à pas 30', il sera fait application par RTE des modalités de conversion 30'→ 5' décrites à l'article 3.1.2.6.		RTE a corrigé le renvoi et la précision dans les règles concernant les exigences de programmation. RTE tient à rappeler ici que l'exigence de transmission des programmes au pas 5' constitue bien une exigence technique, mais n'oblige en aucun cas les acteurs à réduire « fonctionnellement » leurs pas de programmation « réel » s'ils le souhaitent (dans ce cas, la même valeur peut être recopiée sur plusieurs pas 5'.

			EDF considère que, dans la mesure où le PA tracé par RTE servira pour le calcul du Volume Réalisé, l'incitation à disposer d'une référence partagée est suffisante. Quoi qu'il en soit, la transmission de programmes d'appel à pas 5' ne doit pas s'accompagner d'exigences ou pénalités allant au-delà de la responsabilité d'équilibre et des dispositions décrites à l'article 3.1.2.5.		La précision des programmes ne comporte pas de potentielle pénalités, au-delà de la capacité technique pour un acteur de pouvoir déposer une offre suivant les exigences des règles SI. Il ne s'agit donc pas d'une pénalité supplémentaire.
EDF	Suppression	4.2.2.2.2.2	Sur le principe d'utilisation des télémesures pour le suivi de la qualification : - sur le fond, EDF n'est pas favorable à l'utilisation des télémesures pour le suivi de la qualification des EDA (notamment au regard des critères excessifs proposés par RTE, cf. remarques formulées au 4.2.2.5 et dans le texte d'introduction). EDF considère que le pas de comptage (10' actuellement, probablement 5' à terme) est tout à fait suffisant pour suivre la dynamique des ajustements. - EDF observe que la mise à disposition des télémesures est déjà encadrée, pour les installations raccordées au RPT, par le chapitre 4 de la Documentation Technique de Référence. Les « règles SI » dont il est fait mention au 4.2.2.2.2.2. doivent être cohérentes avec les spécifications découlant de la DTR et ne pas ajouter d'exigence supplémentaire. - Ainsi, la disposition relative à l'envoi des TM au moins 10 jours avant la fin du mois doit être retirée. Selon EDF, les TM sont mises à disposition de RTE en temps réel selon les modalités prévues par la DTR, il appartient à RTE d'en assurer l'acquisition et l'entreposage. Il n'y a donc pas lieu d'imposer à l'acteur d'ajustement une transmission supplémentaire de données. Il faudra, au contraire, que RTE mette à disposition de l'acteur d'ajustement les données qu'il a utilisées pour mener ses contrôles.	Suppression du 4.2.2.2.2.2, ainsi que du second alinéa du 4.2.2.4.3 Remplacer « télémesure » par « comptage » au 4.2.2.5.2	RTE considère que les données en énergie au pas 10' permettent de faire un suivi suffisant relativement à l'énergie attendue. Néanmoins le produit standard de RR est un produit défini avec un profil en puissance, et tout écart en puissance avec le génère des déséquilibres pour RTE. Le seul contrôle en énergie n'est donc pas suffisant. D'autre part, le suivi en puissance a permis à RTE d'alléger le contrôle en énergie lors des discussions lors de la phase de concertation. Une absence de données en puissance ne serait donc plus suffisant (en l'état), même pour un contrôle en énergie. RTE propose d'ajouter une possibilité pour les acteurs d'autoriser RTE à utiliser des données de TM existantes par ailleurs sur les EDA faisant l'objet d'un suivi de qualification
EDF	Suppression	4.2.2.2.2.3	Les exigences techniques relatives à la participation au MA doivent être décrites dans les Règles validées par la CRE, et non dans une annexe SI. Les annexes SI doivent se limiter à la description des formats et modalités d'échange.	Suppression du §4.2.2.2.2.3	RTE considère bien que les exigences SI relatives à la participation au MA se limitent aux formats et modalités d'échange
EDF	Modification	4.2.2.4.2	Période d'observation : il s'agit probablement du mois M (et non M-1), analysé au cours du mois suivant M+1	- lorsque l'EDA a été activée plus de cinq (5) fois pour une Offre Standard de RR sur le Mois M, la période d'observation retenue est la période couvrant l'ensemble des Plages de Mise en Œuvre des Offres Standard de RR qui ont été activées sur le mois **M** ~~M-1~~ ;	Merci pour le commentaire, RTE a proposé une reformulation.

				- lorsque l'EDA a été activée moins de cinq (5) fois pour une Offre Standard de RR sur le Mois M, la période d'observation retenue est la période couvrant les Plages de Mise en Œuvre des cinq (5) dernières Offres Standard de RR qui ont été activées pour l'EDA sur la période ~~M-1~~ M à M-12.	
EDF	Commentaire	4.2.2.4.4	EDF demande que RTE informe l'acteur dès qu'une activation ne satisfait pas aux critères du 4.2.2.4 au cours du mois M (et pas seulement lorsque la qualification est perdue en fin de mois M+1). Le processus proposé par RTE ne laisse aucun préavis à l'acteur, ni aucun délai de contestation éventuelle. Comme exprimé en 4.2.2.2.1, le suivi des activations et de la qualification nécessitera probablement la mise en place d'un dispositif dédié. EDF demande à RTE de préciser ses intentions en la matière, au travers d'ateliers techniques.		RTE propose de communiquer dès la fin du mois M (lorsque le suivi est effectué au mois M, sur les données du mois M-1) les EDA en défaut sur la période d'observation. RTE va ajouter un graphique récapitulatif des délais dans le rapport de saisine.
EDF	Commentaire	4.2.2.4.5	EDF considère que le délai de carence de 3 mois est excessif. Une telle sanction est totalement disproportionnée par rapport à ce que prévoit par exemple l'article 4.6.2.9.4 (possibilité pour RTE, après mise en demeure préalable, d'exclure une EDA pour 60 jours en cas d'inexécution répétée des ajustements sans que RTE ne soit prévenu). Il faudra par ailleurs confirmer que la demande de requalification peut être faite en temps masqué pendant cette période, pour que l'EDA soit de nouveau qualifiée dès la fin de la période de suspension.		RTE comprend que la pré-qualification n'est pas comparable aux sanctions relatives à la non-exécution d'ordres d'ajustement notamment car dans le cas de la disqualification, l'AA peut toujours aller sur le MA avec son EDA (sans pouvoir proposer de produit de RR) Concernant le caractère disproportionné de la sanction, une disqualification signifie (avec la proposition actuelle) que pour plus de 50% des activations, l'EDA en question n'aurait pas respecté les caractéristiques principales attendues du produit standard (exigées au niveau européen), à savoir l'énergie attendue et/ou la puissance attendue et/ou le DMO et/ou la désactivation. La compréhension de RTE est que dans ce cas, l'EDA n'est pas compatible avec le produit standard, et ne doit donc pas être autorisée à participer à TERRE. Remarque : dans le cas d'un processus qui prévoirait des test ex-ante, il faudrait repasser la qualification et toute la batterie de tests associée, qui peut prendre un temps assez long

					3 mois nous parait être cohérent (voire même assez light) pour une EDA qui ne serait pas du tout capable de livrer le produit standard attendu. Néanmoins afin d'accélérer au maximum le retour d'un acteur qui aurait perdu sa qualification, RTE propose que la nouvelle demande puisse être faite « en temps masqué » pendant la période de disqualification.
EDF	Commentaire	4.2.2.4	RTE propose une mise en place du mécanisme de suivi à une date R ultérieure (fin 2020) : EDF recommande de ne pas introduire cette disposition dans la présente version des règles et de statuer ultérieurement, à la lumière du REX au démarrage de TERRE.		La mise en place d'un REX ne permettrait pas à RTE de prendre des mesures dans le cas où des défaillances causeraient des déséquilibres non acceptables
EDF	Commentaire	4.2.2.5.1	Préciser que l' « Heure sur laquelle l'EDA a été activée » correspond à la période [H ; H+1h]. Pour être cohérent en énergie, peut-être faudrait-il considérer le Volume Commercial (et non le Volume Attendu Théorique)?		RTE a apporté la précision proposée. Le critère en énergie vise à comparer, en énergie sur la plage [H ;H+1] la livraison physique (volume réalisé sur la même période) et la livraison attendue (énergie correspondant au « trapèze standard » sur la même plage). La formule proposée semble bien cohérente avec l'attendu par RTE.
EDF	Commentaire	4.2.2.5.2	Le suivi en puissance à partir de télémesures à pas 10 secondes est excessif, d'autant que le moindre point en écart conduit à être défaillant : - EDF considère que la précision du pas de comptage (10 minutes actuellement, probablement 5' à terme) est suffisante pour suivre la dynamique des ajustements, il n'est donc pas justifié de recourir aux télémesures. - Les illustrations présentées dans le document d'accompagnement sont valables pour un ajustement créant un nouveau palier, constant sur la plage de livraison. En pratique, les diverses situations peuvent conduire à des offres TERRE de valeurs différentes sur les quatre blocs 15' contigus. Il faudra que RTE précise comment s'appliqueraient alors les exigences à H+15, H+30 et H+45.		RTE considère que les données en énergie au pas 10' permettent de faire un suivi suffisant relativement à l'énergie attendue. Néanmoins le produit standard de RR est un produit défini avec un profil en puissance, et tout écart en puissance avec le génère des déséquilibres pour RTE. Le seul contrôle en énergie n'est donc pas suffisant. D'autre part, le suivi en puissance a permis à RTE d'alléger le contrôle en énergie lors des discussions lors de la phase de concertation. Une absence de données en puissance ne serait donc plus suffisant (en l'état), même pour un contrôle en énergie.

			- EDF analyse que l'ensemble des contraintes (puissance minimale sur des points 5', tunnel ±20% au milieu des blocs, minimisation de l'écart en énergie) ne peut *in fine* être respectées que par des moyens qui suivraient parfaitement le trapèze théorique. Tous les actifs compatibles avec le DMO 30' du produit de RR mais présentant un profil de variation plus long ne pourront pas respecter l'ensemble des contraintes. Il faudrait *a minima* appliquer également la tolérance aux points de puissance minimale à P et P/2 et élargir la tolérance du « tunnel » en puissance à ±33% pour tenir compte des rampes.		Concernant les livraisons sur différentes sur plusieurs quarts d'heure, RTE propose un suivi de la livraison en puissance uniquement sur le palier « central » de 5' des pas 15' Enfin sur le dernier point, RTE propose de ne pas conserver les points de passage DMO+/-5' dans le cadre de la V9 liée à l'intégration des produits standard de RR.
EDF	Suppression	4.2.2.5.2	Comme expliqué en introduction, EDF considère que les critères proposés par RTE sont excessifs : la seule condition devrait être la vérification (avec une certaine tolérance) de la puissance demandée à l'issue du DMO.	Suppression du critère P/2 Suppression du critère « Désactivation +15' »	RTE propose de ne pas conserver les points de passage DMO+/-5' dans le cadre de la V9 liée à l'intégration des produits standard de RR. D'autre part RTE propose de ne pas imposer de contrainte sur le retour au programme après l'heure considérée (fin de la fenêtre opérationnelle donc possibilité pour l'acteur de redéclaration) et d'autoriser une « symétrie » avec le DMO sur le gabarit autorisé après la fin supposée de l'ajustement (dans le cas où la livraison ne finirait pas sur le dernier quart d'heure).
EDF	Modification	4.2.2.5.2	Il semble que la condition (Pref + Psollicité)/2 est mal formulée par rapport à ce qui est décrit dans le document d'accompagnement.	A minima, à reformuler en P/2 Pref + (Psollicitée/2) NB : cette erreur de parenthèse est présente à plusieurs reprises dans le tableau	RTE va corriger la formule : Pe(t) ≥ Pref(t) + Psollicitée/2
EDF	Commentaire	4.2.2.5.2	Il faudra également préciser ce qu'il se passe en fonction de plusieurs activations successives, à des puissances potentiellement différentes entre pas 15' : comment s'appliqueraient alors les exigences sur les transitions à H+10/H+15/H+20, H+25/H+30/H+35, H+40/H+45/H+50 ?		RTE propose un suivi de la livraison en puissance uniquement sur le palier « central » de 5' des pas 15'
EDF	Modification	4.2.2.5.2	Il faudrait a minima élargir la tolérance en puissance à 33% et l'appliquer également aux points de puissance minimale à P et P/2.	Elargir la tolérance en puissance instantanée à 33% Appliquer également la tolérance aux points de puissance P et P/2	RTE propose de ne pas conserver les points de passage DMO+/-5' dans le cadre de la V9 liée à l'intégration des produits standard de RR.
EDF	Commentaire	4.2.2.5.2	Les notations devraient faire explicitement référence aux objets déjà décrits par ailleurs dans le projet de règles : - « Psollicitée » semble être homogène au VAt ? (NB : comme déjà exprimé en 3.1.4.3 et 4.6.2.1, le calcul du PMt/VAt est insuffisamment défini). La seule référence		RTE considère bien que l'on fait référence ici à la puissance sollicitée, qui est la puissance que l'acteur aura proposée lors de la soumission de son offre standard.

			au 4.4.5.1 (qui décrit la façon dont les ordres sont exprimés) est insuffisamment précise. - « Pref » devrait faire référence au 4.5.2.2 ? (établissement de la courbe de référence pour le calcul du volume réalisé) - « Pe » (Puisssance effective) est potentiellement source de confusion avec les définitions PMe/VAe ?		RTE a ajouté une référence au 4.5.2.2 pour préciser comment sont établies les courbes de régérence. RTE propose de remplacer la notion « effective » déjà utilisé dans le cadre de la valorisation (Pme/Vae) et qui est en référence au PM par « réalisé » qui est bien en ligne avec ce qui est regardé (c'est-à-dire la livraison effective)
EDF	Modification	4.2.2.5.2	A ce stade, les règles ne traitent que de la RR, dont le DMO est fixé à 30'. Par lisibilité, autant le mentionner clairement.	Remplacer DMO par 30'	Dans le cadre de la V9, le DMO considéré est effectivement bien égal à 30'. Néanmoins dans le cas présent RTE est d'avis qu'un remplacement direct de DMO par 30' risquerait d'apporter une confusion. En effet, l'atteinte du DMO indique bien une valeur « relative » (par rapport au moment d'activation). La valeur « absolue » de 30' ne permettrait pas de connaitre la référence de temps.
EFET	Commentaire		Qualification criteria planned by RTE are far more restrictive than laid by the standard products defined at European level. This would not allow for a level playing field among European BSPs, resulting in lower liquidity and competition on the platform.		RTE propose une version mise à jour des règles dans lesquelles les seuls paramètres vérifiés sont le DMO et l'a livraison de la puissance attendue, en ligne avec les exigences techniques requises par le règlement SOGL.
Energy Pool	Ajout	4.1	Le rapport d'accompagnement spécifie que les acteurs participant déjà au MA n'ont pas besoin de se qualifier, or cela n'est pas inscrit dans les règles	Energy Pool propose d'ajouter avant la phrase "La qualification en tant qu'AA est valide pour une durée indéterminée", la phrase suivante : "Les acteurs d'ajustement participant déjà au Mécanisme d'Ajustement à la date d'entrée en vigueur de ces règles est supposée acquise. Aucune nouvelle demande ou nouvelle phase de test n'est nécessaire pour ces acteurs"	Merci pour ce retour. RTE corrige les règles en ce sens
Energy Pool	Forme	4.2.2.1.2	l'alinéa "Les EDA ayant été activées pour des offres avec un DMO strictement supérieur à 30 ne seront pas Qualifiées pour le Produit standard RR" est redondant avec l'alinéa précédent, et plutôt ambigü puisqu'une EDA pourrait avoir été activée pour des offres avec des DMO supérieurs et inférieurs à 30 minutes	Energy Pool propose de retirer cette ligne car la ligne précédente paraît suffisamment claire et explicite	Merci pour ce retour. RTE corrige les règles en ce sens
Energy Pool	Forme	4.2.2.1.2	"Les EDA qui ne sont pas qualifiées [...] peuvent demander". Une EDA peut difficilement faire une quelconque demande	Dans le cas où des EDA ne seraient pas Qualifiées pour le produit standard de RR, l'acteur d'ajustement peut demander une qualification conformément aux articles suivants	Merci pour ce retour. RTE corrige les règles en ce sens.

Energy Pool	Commentaire	4.2.2.2.2.2	Energy Pool s'étonne que la télémesure au pas 10s soit une contrainte pour faire participer un site au mécanisme d'ajustement avec des offres standards. En effet, si une telle information est absolument nécessaire pour RTE, celle-ci devrait être fournie par RTE. Cela pourrait par ailleurs entrainer, soit l'exclusion de certaines capacités du fait du prix d'investissement important, soit une hausse des prix proposés pour rentabiliser l'investissement sur des sites de petite capacité.	Energy Pool propose que RTE incite les acteurs d'ajustement à mettre en place des télémesures au pas 10s, mais sans que cela ne soit obligatoire pour déposer des offres standards de RR. Une alternative serait d'imposer cette contrainte pour tous les sites dont la puissance effaçable est supérieure à x MW	Quel type d'incitation serait envisagé par Energy Pool ? L'analyse juridique de RTE concernant l'imposition de la mise en place de remontée de données en puissance 10s à partir d'un certain seuil est que cela entrainerait une iniquité de traitement entre les acteurs, ce qui n'est pas acceptable.
Energy Pool	Forme	4.2.2.2.2.2	Le paragraphe indiquant que la télémesure doit être envoyée tous les mois ne semble pas pertinent dans le paragraphe sur la pré-qualification	déplacer le paragraphe dans le suivi de la qualification	RTE accepte cette proposition et de diviser en deux parties le paragraphe sur la remontée de données en puissance: l'envoi mensuel des données est intégré dans le suivi
Energy Pool	Forme	4.2.2.4.2	les indices des mois ne semblent pas cohérents selon les paragraphes. L'observation se fait-elle en M+1 pour regarder ce qu'il s'est passé en M (voire avant)? Ou l'observation se fait-elle en M pour regarder ce qu'il s'est passé en M-1 (voire avant)	Energy Pool propose que le mois observé soit le mois M, et que l'analyse se fasse en M+1. "lorsque l'EDA a été activée plus des 5 fois sur le mois M, la période d'observation retenue est la période couvrant l'ensemble des plages […] qui ont été activées sur le mois M "lorsque l'EDA a été activée moins de 5 fois sur le mois M, [...] sur la période [M-11] à M"	Merci pour votre retour. RTE va corriger les règles en ce sens.
Energy Pool	Commentaire	4.2.2.5.2	RTE indique dans le rapport de consultation que le trapèze est un objectif à tenir mais ne veut pas exclure des offres qui ne respecteraient pas la forme du trapèze. Les vérifications proposées dans le cadre du suivi de qualification paraissent trop contraignantes par rapport à cette forme de trapèze. La formulation dans les règles n'est par ailleurs pas cohérente avec le graphique proposé dans le rapport d'accompagnement qui est moins restrictif		RTE n'est pas certain de comprendre la(les) contraintes en question. En tout état de cause, le rapport d'accompagnement sera aligné avec les règles si des incohérences sont identifiées.
Energy Pool	Modification	4.2.2.5.2	Puissance à DMO-5' et désactivation+5' : les contraintes proposées imposent d'être au-dessus du trapèze alors que ce n'est pas le cas pendant la plage d'activation où il y a une tolérance de 20% à la hausse comme à la baisse	A DMO-5' et désactivation+5' : conserver la tolérance de 20% pour une offre à la baisse : 0,8*(Pref(t)+Psollicitée)/2 <= P(t) <=1,2*(Pref(t)+Psollicitée)/2	RTE propose de ne pas conserver les points de passage DMO+/-5' dans le cadre de la V9 liée à l'intégration des produits standard de RR.
Energy Pool	Modification	4.2.2.5.2	idem à DMO et désactivation, il y a moins de tolérance que pendant la plage d'activation alors que le graphique du rapport d'accompagnement inclut bien une tolérance en suivant la zone verte	A DMO et désactivation : conserver la tolérance de 20% pour une offre à la baisse : P(t) >=0,8*(Pref(t)+Psollicitée)	RTE propose d'élargir la tolérance autour du point de passage DMO et désactivation à +-20% (en ligne avec la tolérance sur la puissance)
Energy Pool	Forme	4.2.2.5.2	la notion de Psollicitée décrite dans l'article 4.4.5.1 ne semble s'appliquer qu'aux offres explicites ("nouveau pont de consigne de l'EDA ou la puissance sollicitée") alors que dans le 4.2.5.2, la puissance sollicitée semble être, pour des offres	Définir Psollicitée dans le 4.2.2.5.2 en distinguant le cas d'une EDA constituée d'EDP ou pas comme pour la Pref	Une clarification a été apportée au 4.4.5.1 concernant la puissance sollicitée. RTE propose de bien utiliser la Psollicitée qui correspond à l'ordre passé par RTE (et est donc « certain »)

			implicites, le delta entre la nouvelle consigne et le programme d'appel		
Engie	Ajout	4.2.2.1.2	Qualification *de facto* : ENGIE propose que les EDA ayant obtenu l'agrément dans le cadre des contrats de Réserves Rapides & Complémentaires 2019 soient qualifiées de facto également.		RTE accepte cette proposition. Un ajout en ce sens a été proposé au 4.2.2.1.2
Engie	Commentaire	4.2.2.1.2	Attention au fait que l'EDA puisse se retrouver qualifiée de facto mais sans pour autant être en mesure de fournir des points de mesure 10''		RTE propose d'ajouter la condition de respect des contraintes de pré-qualification énumérées au 4.2.2.2 pour pouvoir être qualifiée de facto.
Engie	Ajout	4.2.2.4	Rajouter peut-être une petite phrase indiquant que le suivi mensuel de la qualification ne s'applique qu'aux offres standards.		Pour RTE, cette précision est déjà présente au 4.2.2.4.2 « Lorsque, pour une EDA donnée, plus de cinq (5) **Offres Standard de RR** ont été Activées sur le Mois M-1, la période d'observation retenue est la période couvrant l'ensemble des Plages de Mise en Œuvre des Offres Standard de RR qui ont été activées sur le mois M-1 […] »
Engie	Ajout	4.2.2.4.4	RTE notifie l'AA d'un ajustement en défaut sur M au plus tard en fin de M+1. Est-ce possible de prévoir un cas plus rapide (sous quelques jours après ajustement) pour les AA dont les EDA remontent des télérelèves 10 secondes en temps réel ?		RTE n'a pas prévu ce type de fonctionnement dans un premier temps (notamment car il créerait une iniquité de traitement). En revanche, RTE réfléchit pour la cible à une façon de remonter plus rapidement les données dès qu'elles sont disponibles.
Engie	Commentaire	4.2.2.5.2	Rampes de démarrage/arrêt des groupes de production. Activation spécifique : - Les groupes de Production thermique d'ENGIE ont des rampes de démarrage d'une durée qui varie entre 13' pour les plus rapides à plusieurs heures (démarrage à froid d'un Cycle Combiné). - La durée de ces rampes est déclarée dans les fichiers échangés et prise en compte par RTE, mais sous forme linéaire (cf. « trace RTE »). - Nos rampes sont pour autant rarement linéaires pendant la DMO (phase avant synchronisation sans injection sur le réseau, puis montée en charge après synchronisation). La phase de montée en charge est souvent subie, propre à la machine, et difficilement pilotable par *setpoints*. - ENGIE devra donc déclarer sa meilleure vision de ses rampes, de sorte qu'elle serve de référence pour le calcul des écarts et des pénalités. - Or il semble que le PM de l'acteur ne sera pas pris en compte dans un premier temps, bien que les contrôles de		Pour le spécifique, RTE propose de ne pas imposer de pré-qualification. Pour le standard RTE propose d'élargir la tolérance autour du point de passage DMO et désactivation à +-20% (en ligne avec la tolérance sur la puissance)

			pentes s'appliquent. Bien qu'ENGIE comprenne que cela puisse poser des difficultés côté RTE en terme d'implémentation SI, ce n'est pas aux AA d'en faire les frais et demande que le **contrôle des pentes spécifiques introduit en v9 soit concomitant avec la prise en compte du PM de l'acteur.** Activation standard : - ENGIE pourrait être en mesure d'offrir certains démarrages sur TERRE (cas des groupes à démarrage rapide). - Pour limiter les écarts, ENGIE visera vraisemblablement une montée en charge centrée sur le point à mi-pente (soit 50% de la Puissance 5 minutes avant DMO et 5 minutes après l'instant de désactivation), que la montée en charge s'effectue en 10 minutes ou moins de 10 minutes. - Pour que cela soit compatible avec le gabarit de qualification, ENGIE estime qu'il est nécessaire d'y **apporter certaines tolérances,** sans pour autant aller contre les exigences du règlement *System Operation* (cf. bon respect du DMO et l'instant de désactivation). - Ces tolérances sont représentées par les flèches rouges ci-dessous. Elles sont proportionnelles à l'ajustement demandé, et symétriques par rapport à la Puissance attendue : • A mi-pente • Aux instants d'activation et de désactivation • 15' après désactivation(cf. remarque sur le retour au programme des EDA soutirage) Ce modèle a l'avantage d'assouplir sensiblement les conditions de participations à TERRE. Des REX permettront de décider ultérieurement si ces tolérances sont correctement dimensionnées et n'occasionnent pas d'écarts excessifs induits par la différence entre profil livré et profil échangé aux frontières.		
Engie	Commentaire	4.2.2.5.2	Retour au programme en 15' sur les offres standard – cas des effacements. • Il n'est pas réaliste, pour une EDA soutirage, d'atteindre une valeur strictement nulle 15 minutes après désactivation (ce n'est pas la priorité d'un site industriel d'atteindre une Puissance de consommation donnée). • Ce qui peut être applicable dans le cas des entités programmables (et encore, le P = 0 ne sera jamais précisément atteint) ne fonctionne pas pour les entités non programmables.		RTE prend en compte ces remarques et propose de ne pas imposer de contrainte sur le retour au programme après l'heure considérée (fin de la fenêtre opérationnelle donc possibilité pour l'acteur de redéclaration) et d'autoriser une « symétrie » avec le DMO sur le gabarit autorisé après la fin supposée de l'ajustement (dans le cas où la livraison ne finirait pas sur le dernier quart d'heure).

			• ENGIE propose **d'assouplir l'exigence en Puissance à t = Désactivation + 15' en intégrant une tolérance proportionnelle à la Puissance d'ajustement demandée.** • ENGIE considère enfin qu'un retour au Programme en 15 minutes n'est pas adapté aux équipements tertiaires à « inertie thermique » style groupe froid, ventilation, air conditionné… A la fin de l'effacement, il va y avoir un « rebond », c'est-à-dire un pic de consommation dû au fait que l'équipement se remet en service et « rattrape » ce qu'il n'a pas assuré durant l'effacement. ENGIE demande donc à reculer ce point de contrôle.		
SGE	Ajout	4.2.2.4.5	Préciser que la perte de qualification sur une EDA implique l'impossibilité de déposer des offres RR uniquement sur l'EDA concernée	La perte de Qualification d'une EDA pour le Produit standard de RR lors du suivi effectué au mois M entraîne une impossibilité pour l'Acteur d'Ajustement de proposer avec cette EDA une Offre Standard de RR pendant trois (3) Mois à partir du mois M+2.	RTE va corriger la formulation en ce sens
SGE	Ajout	4.2.2.1.2	Ajouter une condition de réussite d'au moins une activation en DMO ≤ 30 pour obtenir directement la Qualification ?		RTE propose d'ajouter la notion d'activation « non défaillante »
SGE	Modification	4.2.2.5.2	Au moment DMO-5' pour une Offre à la Hausse la puissance attendue devrait être supérieure à Pref + Psoll/2 et non pas (Pref+Psoll)/2. Il est attendu qu'au moins la moitié de l'ajustement soit fourni à DMO-5', la valeur de Pref ne doit donc pas être divisée par 2. Les Offres à la Baisse sont touchées par le problème symétrique.	Offres à la Hausse à DMO-5' : Pe(t) ≥ Pref(t) + Psollicitée/2 Offres à la Baisse à DMO – 5' : Pe(t) ≤ Pref(t) – Psollicitée/2	RTE va corriger la formule en ce sens, merci pour le retour.
SGE	Forme	4.2.2.5.2	Les formules exposées dans tout cet article ne s'appliquent qu'au cas des EDA d'injection. Qu'en est-il de l'effacement ?		Merci pour ce retour. RTE a précisé les formules dans le cas du soutirage.
SGE	Modification	4.2.2.5.2	Entre DMO et Désactivation les tolérances ne doivent s'appliquer qu'à Psollicitée et pas à (Pref + Psollicitée). L'inégalité est dans le mauvais sens pour les Offres à la Baisse.	Offres à la Hausse sur [DMO;Désactivation] : Pref(t)+Psoll*120 % ≥ Pe(t) ≥ Pref(t)+Psoll*80 % Offres à la Baisse sur [DMO;Désactivation] : Pref(t)-Psoll*120 % ≤ Pe(t) ≤ Pref(t)-Psoll*80 %	RTE considère que la tolérance peut s'appliquer à la somme des puissances (plus favorable aux acteurs) afin de ne pas pénaliser de faibles ajustements sur des puissances totales livrées importantes. RTE a corrigé les inégalités, merci pour le retour.
SGE	Commentaire	4.2.2.5.2	Est-il nécessaire d'exiger qu'aux instants DMO et Désactivation on ait Pe(t) ≥ Pref(t) + Psollicitée alors qu'entre ces deux instants une tolérance de 20 % s'applique ?		RTE propose d'élargir la tolérance autour du point de passage DMO et désactivation à +-20% (en ligne avec la tolérance sur la puissance)

Programmation

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Modification	3.1.1.1	La date X apparaît superficielle et la date Y semble suffire : dès qu'ils auront connaissance de la date Y, les acteurs devront envoyer la résolution des Programmes d'Appel au plus tard en "date Y"-8 à 23h59. Nous proposons donc de supprimer la date X pour faciliter la lecture. De plus, nous proposons de conserver le terme "résolution" plutôt que "précision", en cohérence avec les paragraphes 3.1.2.1.1 et 3.1.2.1.2.	"~~À compter de la date X, pour~~ Pour chaque EDP constituant son Périmètre de Programmation, le Responsable de Programmation précise à RTE la résolution ~~précision~~ de son Programme d'Appel, cinq (5) minutes, quinze (15) minutes ou trente (30) minutes qui sera mis en oeuvre pour les Journées de Livraison à partir de la Date Y. Pour une journée de livraison J, la résolution ~~précision~~ ne peut plus être modifiée après J-8 à 23h59. En l'absence de déclaration pour une EDP, la résolution ~~précision~~ du Programme d'Appel est établie à 30 minutes. Lorsque la résolution ~~précision~~ du Programme d'Appel évolue pour une EDP, le Responsable de Programmation Notifie cette information à RTE."	Comme proposé par l'ADEeF, RTE conserve le terme « résolution » plutôt que « précision » pour être en cohérence avec les articles 3.1.2.1.1 et 3.1.2.1.2. La date X a également été supprimée à l'article 3.1.1.1 : la déclaration de la résolution des programmes d'appel est possible pour les journées de livraison à partir de la date Y. Cf paragraphe 3.4.1 du rapport d'accompagnement
ADEeF	Ajout	3.1.2.1.2	Le paragraphe 3.1.2.1.1 "Contenu du Programme d'Appel pour les Programmes d'Appel transmis pour les Jours précédant la date Y" précise la résolution des chroniques de puissance attendues (30'). Par parallélisme, il faudrait que le paragraphe 3.1.2.1.2 "Contenu du Programme d'Appel pour les Programmes d'Appel transmis à partir de la date Y" précise la résolution des chroniques de puissance (5', 15' ou 30') attendues.	3.1.2.1.2 "Contenu du Programme d'Appel pour les Programmes d'Appel transmis à partir de la date Y [...] vii. chronique prévisionnelle, en MW, de Participation à la Réserve Secondaire à la Baisse. La résolution des chroniques de puissance est de cinq (5) minutes, quinze (15) minutes ou trente (30) minutes en fonction de la précision qu'a déclarée le Responsable de Programmation à RTE pour l'Entité de Programmation, dans les délais et conformément à l'Article	Les résolutions possibles pour le programme d'appel ont été détaillées à l'article 3.1.2.1.2. Les modalités de déclaration de cette résolution sont mentionnées à l'article 3.1.1.1.

				Pour chaque EDP constituant son Périmètre de Programmation, le Responsable de Programmation précise à RTE la résolution de son Programme d'Appel, cinq (5) minutes, quinze (15) minutes ou trente (30) minutes qui sera mis en oeuvre. Pour une journée de livraison J, la résolution ne peut plus être modifiée après J-8 à 23h59. En l'absence de déclaration pour une EDP, la résolution du Programme d'Appel est établie à 30 minutes. Lorsque la résolution du Programme d'Appel évolue pour une EDP, le Responsable de Programmation Notifie cette information à RTE. Les valeurs des cinq chroniques de puissance d'une entité sont établies au 1/1000 ème de MW, à la résolution précisée par le Responsable de Programmation à RTE en application de l'Article 3.1.1.	
ADEef	Ajout	3.1.4.4	le terme "gradient" ("le gradient multiplié par la variation de puissance") devrait, selon nous, renvoyer à une définition pour une meilleure compréhension. Il faudrait définir "Gradient" de la même manière que Gradient à la Hausse et Gradient à la Baisse sont définis.	/	La définition de gradient a été ajoutée.
EDF	Forme	3.1.1.1	Les modalités précises de déclaration à RTE de la granularité du programme d'appel restent à confirmer (cf maquette d'interface web présentée par RTE en Atelier Technique).		Les modalités de déclaration de la résolution des programmes d'appel ont été présentées lors de l'atelier technique du 18 janvier 2019. Les règles SI ont également été mises à jour et publiées en mode projet sur le site Concerte. Cf paragraphe 3.4.1 du rapport d'accompagnement
EDF	Ajout	3.1.3.3.3	Il serait utile de préciser comment RTE trace les redéclarations de performances et contraintes techniques hors guichet dans le PA et dans le PM théorique/effectif, notamment lorsqu'un ajustement (standard ou spécifique) est en cours. En particulier, il faut assurer que : - dès lors que l'acteur d'ajustement a prévenu RTE du non-suivi de l'ajustement, alors les pénalités ne doivent pas s'appliquer (cf 4.6.1.2.3 et 4.6.2.9) - le volume en écart d'ajustement ne doit pas être supérieur à l'ajustement initialement demandé (la		Comme indiqué dans les règles à l'article 3.1.3.3.3, RTE prend à sa charge la traçabilité des redéclarations de performances et contraintes techniques et de leurs impacts potentiels sur le programme d'appel et le programme de marche tracé par RTE. Avant la date T, conformément à l'article 4.6.1.2.3, dans le cas d'une exécution

			partie d'écart correspondant au non-suivi du programme d'appel contribuant à l'écart RE). A titre d'exemple : si PA = 100MW, ajustement hausse 10 MW, donc PM = 110 MW : en cas de fortuit total du groupe (réalisé = 0), alors l'écart d'ajustement doit être de -10 MW (et non -110 MW). Le fortuit se traduit par ailleurs par un écart RE de -100MW		défaillante pour laquelle l'acteur d'ajustement a indiqué à RTE qu'il ne peut pas mettre en œuvre l'ordre, si l'information a été portée à la connaissance de RTE avant l'instant d'activation, la pénalité n'est pas appliquée. Après la date T, le critère de défaillance conduit : - à évaluer la défaillance pour chaque pas de contrôle (30') ; - à ne pas pénaliser un acteur qui suit parfaitement son PM ; - à définir la bande de tolérance en fonction du volume attendu ; - à introduire une bande de tolérance minimale de 1 MW, quelle que soit la puissance appelée ; - à évaluer la défaillance par rapport à la meilleure prévision de l'acteur, tenant compte des déclarations temps réel : si l'acteur subit un aléa technique et qu'il déclare un fortuit à RTE, la mise à jour du volume attendu sur les pas de temps suivant la déclaration permet d'annuler la défaillance. RTE propose de ne pas modifier les règles.
EDF	Modification	3.1.4.2	EDF est favorable à ce que, comme proposé par RTE, l'envoi du PM soit optionnel dans le cas d'une activation d'offre spécifique (y compris dans le cas d'une EDA susceptible de formuler par ailleurs des offres standards). Le cas échéant, RTE utilisera sa propre traçabilité conformément au 3.1.4 .3.	Préciser dans les règles que l'envoi du PM est optionnel en cas d'activation d'offre spécifique, y compris sur une EDA formulant des offres standards	RTE confirme que l'envoi du PM est optionnel dans le cas de l'activation d'une offre spécifique (y compris dans le cas d'une EDA susceptible de formuler par ailleurs des offres standards). A l'article 3.1.4.2, il est indiqué que : - L'Acteur d'Ajustement déclare, pour chacune des EDA si le Receveur d'Ordre transmet ou non un ou plusieurs Programmes de Marche lorsqu'il reçoit un Ordre d'Ajustement sur l'EDA.

					- Le Receveur d'Ordre est tenu de renvoyer un Programme de Marche dans le cas de l'Activation par RTE d'une Offre Standard de RR. Ainsi, pour les autres cas, l'envoi du Programme de Marche est possible et non obligatoire. En conséquence, RTE propose de ne pas modifier les règles.
EDF	Modification	3.1.4.2	Les modalités de la « déclaration » à RTE des EDA sur lesquelles un PM est envoyé ou non restent à confirmer. Conformément à la remarque précédente, EDF demande à ce que cette déclaration permette de ne pas envoyer de programme de marche sur les activations spécifiques. Il faudrait donc que la déclaration ne soit pas faite seulement par EDA, mais également par type d'offre. Dans un but de simplification, EDF observe que cette déclaration pourrait être supprimée : - pour le standard, toute offre est supposée pouvoir renvoyer un PM - pour le spécifique, RTE retiendra tout simplement sa trace lorsque le PM n'est pas renvoyé	Suppression de la déclaration d'envoi ou non du PM A minima, distinguer par type d'offre	Les modalités de déclaration à RTE des EDA sur lesquelles un PM est envoyé ou non ont été évoquées lors de l'atelier technique du 18 janvier 2019 et seront affinées au cours des ateliers techniques de l'année 2019. Cf paragraphe 3.4.2 du rapport d'accompagnement pour les modalités de déclaration de la transmission du PM RTE confirme que la transmission d'un programme de marche suite à un ordre spécifique n'est pas obligatoire et ne sera possible qu'à partir d'une date M' postérieure à TERRE.
EDF	Commentaire	3.1.4.2	Les exigences fonctionnelles relatives à l'envoi du PM, en particulier le délai d'envoi mentionné à l'article 3.1.4.3, doivent être décrites dans les règles validées par la CRE, et non dans une annexe SI. Les annexes SI doivent se limiter à la description des formats et modalités d'échange.		RTE a ajouté le délai de transmission du programme de marche dans les règles à l'article 3.1.4.2. Cf paragraphe 3.3.2.1 du rapport d'accompagnement
EDF	Commentaire	3.1.4.2	Le délai de deux minutes évoqué par RTE au cours de la concertation est trop contraignant, il n'est pas possible de s'engager dans 100% des cas sur la possibilité de mener en moins 2 minutes les analyses de faisabilité préalables à l'activation. EDF demande à pouvoir mettre à jour le PM en cas de besoin, après l'envoi initial (a minima pendant les deux minutes).		RTE comprend les contraintes des acteurs sur le délai d'envoi du programme de marche. Cependant, il est nécessaire pour RTE de disposer du Programme de marche le plus rapidement possible après l'envoi d'un ordre d'ajustement pour pouvoir effectuer le bouclage et pouvoir se rééquilibrer.

					RTE propose de maintenir un délai de transmission du programme de marche de 2 minutes après que le receveur d'ordre ait accepté l'ordre d'ajustement. Cf paragraphe 3.3.2.1 du rapport d'accompagnement
EDF	Commentaire	3.1.4.2	« *un Programme de Marche est attendu pour chacune des EDP constitutives de l'EDA* » : EDF observe que dans certains cas d'influencement hydraulique, la puissance mobilisable sur une EDA peut dépendre d'une EDP associée à l'EDA pour le calcul de la puissance mobilisable en offre spécifique implicite, sans que pour autant le programme de cette EDP ne soit modifié/modifiable par l'ajustement. EDF considère que dans ce cas de figure, cette EDP ne fait partie de l'EDA et n'est donc pas concernée par l'envoi du programme de marche.		RTE est d'accord sur le fait que ces EDP ne renverront pas de programme de marche.
EDF	Commentaire	3.1.4.3	Modalités de calcul du Programme de Marche Théorique : la simple référence au chapitre 4 est trop large, il faut préciser l'alinéa exact applicable : il semble que le chapitre 4 définit les volumes d'ajustement théorique en delta entre PM et PA (notamment 4.6.2.1), il y aurait donc une référence circulaire entre chapitres 3 et 4.	Expliciter comment RTE trace le Programme de Marche Théorique et le Volume Attendu Théorique	RTE prend note de la demande et propose d'expliciter dans un document adhoc cette méthode.
EDF	Commentaire	3.1.4.3	Il faudra également clarifier dans les règles les modalités selon lesquelles *«RTE effectue la jonction entre la puissance attendue au titre de l'Offre Standard à H+55' et le Programme d'Appel Tracé par RTE pour le pas [H+1h;H+1h05]. »*		Cf paragraphe 7.8 du rapport d'accompagnement
EDF	Modification	3.1.4.3	EDF observe que les définitions introduisent une autre référence circulaire (le PMt est remplacé par le PMe, lui-même défini à partir du PMt), et suggère de revoir les définitions selon le principe suivant 1. Le PM Théorique correspond - Pour une offre standard, à la trace de RTE (PA + trapèze) - Pour une offre spécifique, au PM renvoyé par l'acteur s'il satisfait aux conditions du 3.1.4.4, ou à défaut à la trace de RTE (PA + CUO) 2. Le PM Effectif correspond au PM renvoyé par le receveur d'ordres ou, en son absence, à la trace de RTE	Reformulation ci-contre	Merci pour ce retour. L'article 3.1.4.3 a été modifié pour supprimer cette référence circulaire. Ainsi, suite à l'activation d'une offre spécifique, lorsque les conditions décrites dans les règles sont réunies, les Programmes de Marche Théoriques tracés par RTE pour cette EDA sont remplacés par les Programmes de Marche transmis par le Receveur d'Ordre suite à la réception d'un Ordre d'Ajustement (et non par le programme de marche théorique).

EDF	Suppression	3.1.4.3	RTE propose que le PM théorique ne prenne pas en compte le programme de marche de l'acteur, dans le cas d'une activation en spécifique d'une EDA faisant l'objet d'une contractualisation en réserves. Cela signifie que ces EDA se verraient affecter un Ecart d'Ajustement plus important. EDF observe que cela introduit une pénalisation supplémentaire, qui devrait être portée par les contrats de réservation de capacité, et non par les règles MA.	Suppression de la mention relative aux EDA faisant l'objet d'une contractualisation.	RTE maintient sa proposition de ne pas prendre en compte le PM de l'acteur dans le cas d'une activation en spécifique d'une EDA faisant l'objet d'une contractualisation en réserves pour la journée sur laquelle a eu lieu l'activation.
EDF	Modification	3.1.4.4	Cet article définit les critères de prise en compte du programme de marche pour les ajustements spécifiques. - Compte tenu de la complexité des termes, il est impératif de l'accompagner de schémas explicatifs. Comme déjà exprimé dans le passé, il faut que RTE réinsère dans les règles le schéma qui détaillait la séquence : ordre -> instant de début d'ajustement –> DMO ou DP+gradient*ΔP –> instant d'activation –> instant de désactivation –> instant de fin d'ajustement. - Telles que formulées, certaines conditions sont inapplicables pour un ajustement à la baisse : il faudra donc distinguer ajustement à la hausse / à la baisse. - La première condition *« lorsque l'instant d'activation est précisé …»* n'est pas claire ; autant exprimer clairement cette distinction. S'agit-il de différentier un ordre « à effet différé » d'un ordre « à effet immédiat » ? ou de différentier un ordre exprimé en « à partir de » d'un ordre « pour » (cf. code de dialogue) ? - La condition '1.1' devrait tenir compte de la tolérance de max (10%, 10 MW). Elle est redondante avec la condition '3.2' (entre instants de début et de fin d'ajustement, qui doit d'ailleurs a priori correspondre à la « plage de mise en œuvre » ?) et peut donc être supprimée. - Les ordres d'ajustement sont généralement exprimés en « à partir de » : la condition '1.2' devrait donc porter sur l'instant de début d'ajustement et non l'instant d'activation. - Les deux termes '1.2.1' sur le gradient et '1.2.2' sur le DMO sont exclusifs (il manque un « OU »). Il semble d'ailleurs que [Instant d'activation – gradient * ΔP] ou [Instant d'activation - DMO] correspondent à l' « instant de début d'ajustement » : il pourrait être fait référence à cette notion ?	Proposition de reformulation : - le PM est égal au PA jusqu'au pas 5' précédant l'instant de début d'ajustement - Pour un ajustement à la hausse, le PM est inférieur à la consigne +max(10%, 10MW) entre l'instant de début d'ajustement et l'instant de fin d'ajustement. - Pour un ajustement à la baisse, le MP est supérieur à …. - Le PM est égal au PA au plus tard au pas 5' suivant l'instant de fin d'ajustement	Les règles MA-RE ne contiennent aucun schéma pour éviter les risques de contradiction existant dès lors que l'on exprime la même chose de deux façons (texte + schéma). En revanche, le rapport d'accompagnement en contient afin de faciliter la compréhension des évolutions et de leur contexte. Notamment, des schémas accompagnent le paragraphe sur le gabarit dans le rapport d'accompagnement. - La première condition a été modifiée pour distinguer un ajustement à la hausse/à la baisse. - La première condition permet effectivement de différencier un ordre « à effet différé » d'un ordre « à effet immédiat », cf schémas dans le rapport d'accompagnement. RTE propose de ne pas modifier les règles. - Concernant la condition 1.2, les deux termes '1.2.1' sont bien exclusifs : les règles ont été modifiées en ce sens, un « ou » a été rajouté. De plus, la condition 1.2 porte sur l'instant d'activation moins la variation de puissance / gradient ou moins le DMO moins 5 minutes et non sur le seul instant d'activation. RTE propose de ne pas modifier les règles sur ce point.

					- RTE confirme que la condition 3 sur la puissance atteinte par la somme des Programmes de Marche s'applique sur la durée comprise entre l'Instant de Début d'Ajustement et l'Instant de Fin d'Ajustement. La condition 1.1 qui indique que « la puissance des Programmes de Marche doit être inférieure à la puissance de consigne résultant de l'Ordre d'Ajustement jusqu'au Pas 5 Minutes précédant l'Instant d'Activation moins 5 minutes » vient effectivement restreindre la condition mentionnée précédemment. RTE propose de ne pas modifier les règles.
EDF	Ajout	3.1.4.4	EDF tient à souligner que le principe de prise en compte du PM envoyé par l'acteur d'ajustement : - ne doit pas dispenser RTE du respect des CUO ; - ne doit pas imposer au receveur d'ordres des contrôles supplémentaires lors du traitement des ordres ; - ne doit pas interdire à l'acteur de contester ultérieurement la traçabilité retenue par RTE.	Préciser ces points dans les Règles.	RTE confirme que la prise en compte du programme de marche envoyé par l'acteur d'ajustement ne dispense pas RTE des points mentionnés. Ces points traduisent une négation et ne nécessitent donc pas d'être introduits dans les règles.
EDF	Forme	3.1.4.4	EDF comprend que dans le cas d'une EDA multi-EDP, le critère du 3.1.4.4 est mené sur la somme des PM, à maille EDA. La prise en compte partielle des PM renvoyés par le receveur d'ordres conduirait en effet à une situation bancale.	Somme des programmes des Marches des EDP constitutives de l'EDA	RTE confirme que dans le cas d'une EDA multi-EDP, le critère du 3.1.4.4 est mené sur la somme des PM, à maille EDA. Cette précision est faite à l'article 3.1.4.3 : « la somme de ces Programmes de Marche transmis respecte l'ensemble des conditions précisées à l'article 3.1.4.4 et, […] » RTE propose donc de ne pas modifier l'article 3.1.4.4.
EDF	Forme	3.1.4.4	Mode dégradé - « redéclaration du PA et/ou PM » Il semble que cette formulation est à revoir (RTE ne prévoit pas de redéclaration du PM, même en mode normal).	« La redéclaration du PA et l'envoi du PM… »	RTE confirme que la redéclaration du PM ne sera pas possible en cas d'indisponibilité fortuite du SI. En effet, RTE a besoin du PM très rapidement après l'envoi de l'ordre. L'article 3.1.6.2 est modifié comme suit :

					La Redéclaration du Programme d'Appel et l'envoi du Programme de Marche sont alors réalisés selon les modalités décrites dans les Règles SI.
Energy Pool	Commentaire	3.1.4.2 et 3.1.4.4	Nécessité de clarifier l'acteur devant envoyer le Programme de Marche. Il y a en effet des incohérences selon les paragraphes. 3.1.4.2 : Transmission du PM par le Receveur d'ordre 3.1.4.4 : Acceptation du PM transmis par l'Acteur d'Ajustement	Il semble plus logique que ce soit le Receveur d'Ordre qui envoie le PM puisque c'est lui qui est informé de l'activation. Mais Energy Pool n'a pas une position ferme sur ce point précis	Merci pour ce retour. C'est bien le Receveur d'Ordre qui transmet le Programme de Marche à RTE. L'article 3.1.4.4 a été modifié en ce sens.
Energy Pool	Ajout	3.1.4.3	Ne manque-t-il pas la description du calcul du programme de marche théorique dans le cas d'une activation d'une offre spécifique?	Ajouter une description du programme de marche théorique dans le cas d'une activation d'une offre spécifique comme cela est fait pour une offre standard de RR	La trace RTE est calculée en appliquant les CUO, contraintes techniques et délai de préparation + gradient. Des exemples précis pourront faire l'objet de présentations en atelier technique.
Energy Pool	Suppression	3.1.4.3	Energy Pool ne comprend pas pourquoi le programme de marche théorique ne serait pas remplacé par le programme de marche effectif dans les cas de contractualisation de réservation de capacité sur le MA. Et en tout état de cause, pourquoi cette particularité serait traitée dans les règles et non pas dans les contrats suscités.	Energy Pool propose de supprimer l'alinéa précisant cette restriction. Energy Pool est prêt à aborder les discussions concernant ce point dans les concertations sur les contrats concernés, notamment AOE et RR-RC, si cela est effectivement nécessaire	RTE maintient sa proposition de ne pas prendre en compte le PM de l'acteur dans le cas d'une activation en spécifique d'une EDA faisant l'objet d'une contractualisation en réserves pour la journée sur laquelle a eu lieu l'activation.
Energy Pool	Commentaire	3.1.4.4	La description du gabarit dans les règles proposées ne semble pas conforme à ce qui est présenté dans le rapport d'accompagnement, et semble durcir certaines contraintes de manière non compréhensible		RTE remercie Energy Pool pour cette remarque. L'harmonisation entre les règles et le rapport d'accompagnement a été faite. Le programme de marche renvoyé par l'acteur d'ajustement à RTE sera accepté dans le cas d'un « sur-ajustement » jusqu'à 10% et pour tous les sous ajustements.
Energy Pool	Suppression	3.1.4.4	Le fait d'imposer (quand l'instant d'activation est connu) de ne pas atteindre la puissance de consigne trop tôt n'est pas présent dans le rapport d'accompagnement, et cela paraît non nécessaire pour rendre un programme de marche valide	Energy Pool propose de supprimer l'alinéa "la puissance des Programmes de Marche doit être inférieure à la puissance de consigne résultant de l'Ordre d'Ajustement au Pas 5 minutes précédant l'Instant d'Activation moins 5 minutes"	RTE confirme que la condition mentionnée est nécessaire pour que le programme de marche renvoyé par l'acteur suite à l'activation d'une offre spécifique permette la construction du programme de marche théorique tracé par RTE.

					Le rapport d'accompagnement ne détaille pas toutes les conditions cumulatives, les règles font foi. En revanche, les schémas présents dans le rapport d'accompagnement permettent d'expliciter le gabarit.
Energy Pool	Modification	3.1.4.4	Il nous semble que la puissance de consigne devrait être atteinte entre l'instant d'activation et l'instant de désactivation (et non pas instant de début et de fin d'ajustement comme indiqué). Par ailleurs, le rapport d'accompagnement indique une tolérance de 5 minutes qui n'est pas présente dans les règles	"Pour toute la durée comprise entre l'instant d'activation plus 5 minutes et l'instant de désactivation moins 5 minutes, la puissance atteinte par la somme des programmes de marche doit être …"	RTE confirme que la condition sur la puissance atteinte par la somme des Programmes de Marche s'applique sur la durée comprise entre l'Instant de Début d'Ajustement et l'Instant de Fin d'Ajustement. La première condition qui indique que « la puissance des Programmes de Marche doit être inférieure à la puissance de consigne résultant de l'Ordre d'Ajustement jusqu'au Pas 5 Minutes précédant l'Instant d'Activation moins 5 minutes » vient effectivement restreindre la condition mentionnée précédemment. RTE propose de ne pas modifier les règles.
Engie	Commentaire	3.1.4	Il est nécessaire que les acteurs puissent savoir précisément comment est construit le PM théorique (Trace RTE) dans le cas des activations spécifiques, et notamment pendant les rampes. Certains cas ne sont pas évident : - Cas d'un retour au Programme pour une EDA soutirage : prend-on en compte le DMO, un délai de "démobilisation", autre ? - Cas d'activations successives : le DNA et DMO sont-ils pris en compte dans ce cas ? Il serait utile de disposer d'illustrations des cas usuels rencontrés.		La trace RTE est calculée en appliquant les CUO, contraintes techniques et délai de préparation + gradient. Les exemples remontés pourront faire l'objet de présentations en atelier technique.
Engie	Commentaire	3.1.4	ENGIE alerte sur le fait que l'articulation PM / PA telle que prévue dans les règles pose de réelles difficultés d'implémentation aux acteurs. En l'état, ENGIE avoue ne pas savoir comment solutionner ces problèmes et se demande, bien que n'ayant pas d'alternative immédiate, s'ils n'auraient pas pu être évités. Enfin, ENGIE considère que ces cas ne sont pas suffisamment décrits dans les règles. **Cas 1 : jonction PM/PA après livraison standard** • Les acteurs doivent prévoir un « raccord ». • Le PM ne résulte plus dans ce cas d'une superposition du PA : avec l'ajustement demandé mais une règle spécifique est à		<u>Cas 1 : jonction PM/PA après livraison standard</u> Des précisions ont été apportées dans les règles sur la jonction PM/PA après la livraison standard Cf rapport d'accompagnement <u>Cas 2 : Fin d'ajustement au-delà de H+1h05</u>

			prévoir dans l'implémentation (cf. chapitre 6.9.2 du document d'accompagnement) **Cas 2 : Fin d'ajustement au-delà de H + 1h + 5'** • L'AA doit envoyer un PM suite à activation sur [H ; H+1h[• Cette activation sera contrôlée sur [H-30' ; H+1h[pour calculer les écarts et pénalités • Les pénalités prendront comme référence notre PM • Le PM doit a minima couvrir [H – 30' ; H+1h+5'[• Il peut aller au-delà mais RTE ne regardera pas (intérêt ?) • SI l'ajustement n'est pas fini à H+1h+5', il faut prendre en compte la fin de l'ajustement dans le PA à partir de H+1h+5' (cf. cas décrit lors de l'AT du 14/03/2017) • Cela signifie que moins de 2 minutes après activation, il faut construire et renvoyer PM et PA • Le cas échéant (pas de mise à jour du PA), la fin d'ajustement partira aux écarts de RE (si pas d'ajustement derrière) ou pire encore aux écarts d'AA si un autre ajustement est activé sur [H+1 ; H+2[		Dans le cas d'une offre standard de RR, l'acteur d'ajustement doit envoyer un programme de marche suite à une activation sur [H ; H+1h[. Cette activation sera contrôlée sur [H-30' ; H+1h[pour calculer les écarts et pénalités. Les pénalités prendront comme référence le programme de marche de l'acteur. Le PM doit a minima couvrir [H – 30' ; H+1h+5'] où le pas H+1h05 est inclus. L'acteur d'ajustement peut transmettre le PM sur une fenêtre temporelle plus large, cependant les modifications de programme en dehors de la fenêtre d'ajustement (ie après H+1h) doivent faire l'objet d'une re-déclaration de PA au prochain guichet, sans quoi elles ne seront pas prises en compte par RTE Ainsi, dans le cas où l'ajustement n'est pas fini à H+1h+5', il faut prendre en compte la fin de l'ajustement dans le PA à partir de H+1h05. Cela signifie bien que moins de 2 minutes après l'activation d'une offre pour [H ; H+1h[, il faut que l'acteur renvoie son PM. En revanche, le PA peut être redeclaré jusqu'au guichet H (délai de neutralisation d'une heure). Dans le cas où l'acteur ne met pas à jour son PA, la fin d'ajustement partira aux écarts de RE (si pas d'ajustement derrière) ou aux écarts d'AA si un autre ajustement est activé sur [H+1 ; H+2[.
Engie	Commentaire	3.1.4.2	Rampes de démarrage/arrêt des groupes de production. Activation spécifique : - Les groupes de Production thermique d'ENGIE ont des rampes de démarrage d'une durée qui varie entre 13' pour les plus rapides à plusieurs heures (démarrage à froid d'un Cycle Combiné). - La durée de ces rampes est déclarée dans les fichiers échangés et prise en compte par RTE, mais sous forme linéaire (cf. « trace RTE »).		La période de contrôle pour les offres spécifiques correspond à l'ensemble des pas 10 Minutes complets pendant lesquels le Volume Attendu Théorique ou le Volume Attendu Effectif est non nul et inclut donc les périodes de pente.

			- Nos rampes sont pour autant rarement linéaires pendant la DMO (phase avant synchronisation sans injection sur le réseau, puis montée en charge après synchronisation). La phase de montée en charge est souvent subie, propre à la machine, et difficilement pilotable par *setpoints*. - ENGIE devra donc déclarer sa meilleure vision de ses rampes, de sorte qu'elle serve de référence pour le calcul des écarts et des pénalités. - Or il semble que le PM de l'acteur ne sera pas pris en compte dans un premier temps, bien que les contrôles de pentes s'appliquent. Bien qu'ENGIE comprenne que cela puisse poser des difficultés côté RTE en terme d'implémentation SI, ce n'est pas aux AA d'en faire les frais et demande que le **contrôle des pentes spécifiques introduit en v9 soit concomitant avec la prise en compte du PM de l'acteur.** Activation standard : - ENGIE pourrait être en mesure d'offrir certains démarrages sur TERRE (cas des groupes à démarrage rapide). - Pour limiter les écarts, ENGIE visera vraisemblablement une montée en charge centrée sur le point à mi-pente (soit 50% de la Puissance 5 minutes avant DMO et 5 minutes après l'instant de désactivation), que la montée en charge s'effectue en 10 minutes ou moins de 10 minutes. - Pour que cela soit compatible avec le gabarit de qualification, ENGIE estime qu'il est nécessaire d'y **apporter certaines tolérances,** sans pour autant aller contre les exigences du règlement *System Operation* (cf. bon respect du DMO et l'instant de désactivation). - Ces tolérances sont représentées par les flèches rouges ci-dessous. Elles sont proportionnelles à l'ajustement demandé, et symétriques par rapport à la Puissance attendue : • A mi-pente • Aux instants d'activation et de désactivation • 15' après désactivation(cf. remarque sur le retour au programme des EDA soutirage) - Ce modèle a l'avantage d'assouplir sensiblement les conditions de participations à TERRE. Des REX permettront de décider ultérieurement si ces tolérances sont correctement dimensionnées et n'occasionnent pas d'écarts excessifs induits par la différence entre profil livré et profil échangé aux frontières.		Dans le cas d'un ordre spécifique, le PM de l'acteur sera pris en compte à partir d'une date M' postérieure au démarrage de TERRE. RTE fera tous ses efforts pour que cette fonctionnalité soit possible au plus vite après le démarrage de TERRE. La date M' sera liée à la date U, qui correspond à la baisse du critère de tolérance. Autrement dit, la baisse du critère de défaillance ne pourra intervenir avant la possibilité pour les acteurs d'envoyer leur programme de marche spécifique. De plus, le critère de défaillance est évalué au pas demi horaire comme aujourd'hui. Cf paragraphe 2 du rapport d'accompagnement pour la partie sur le processus de qualification.
Engie	Commentaire	3.1.4.3	Le PM RTE peut être remplacé par le PM de l'AA sauf si la capacité a contractualisée : si la capacité a contractualisé mais sur un autre jour, est-ce que le PM de l'AA est quand même pris en compte ?		La trace RTE ne peut pas être remplacée par le PM de l'acteur d'ajustement si la capacité a contractualisé pour cette journée.

					Dans le cas où la capacité a contractualisé une autre journée, la trace pourra être remplacée par le PM de l'acteur d'ajustement si les critères décrits à l'article 3.1.4.4 sont bien remplis. La précision a été faite dans les règles à l'article 3.1.4.3.
Engie	Modification	3.1.4.4	Les spécifications ne sont pas très claires et semblent parfois erronées. Le fait notamment que l'on autorise 10% de « sur-ajustement » et tous les sous ajustements ne saute pas aux yeux à première lecture. Si on part du principe que les règles n'incluent aucun schéma, il est nécessaire de reformuler plus clairement cette partie.	Offres explicites : A instant d'activation - DMO - 5' : PM = 0 A instant de désactivation + DMO + 5' : PM = 0 Offres implicites : A instant d'activation - DMO - 5' : PM = PA A instant de désactivation + 5' : PM = PA (DMO calculé à partir de gradiant et DP) Offres implicites et explicites : Entre Instant activation + 5' et Instant désactivation - 5' : Sur-ajustement de 10%, Tous sous-ajustement autorisé	RTE remercie Engie pour cette remarque. L'harmonisation entre les règles et le rapport d'accompagnement a été faite. Le programme de marche renvoyé par l'acteur d'ajustement à RTE sera accepté dans le cas d'un « sur-ajustement » jusqu'à 10% et pour tous les sous ajustements.

Offres d'ajustement

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Forme	4.3.1.1	« chaque heure de Guichet de la PF » : pas défini dans le projet de Règles. Parle-t-on ici de l'heure du guichet, ou bien de l'heure de livraison (la définir à l'article 1) ? idem 4.3.1.1.1 : définir heure de livraison.		L'heure de livraison a été définie.
EDF	Forme	4.3.1.1.1	Les caractéristiques générales des offres standard doivent être décrites dans les règles validées par la CRE, et non dans une annexe SI. Les annexes SI doivent se limiter à la description des formats et modalités d'échange.		Les caractéristiques générales d'une Offre Standard de RR sont bien décrites dans les règles à l'article 4.3.1.1.1. La référence aux règles SI vaut pour les formats et les modalités d'échange.
EDF	Commentaire	4.3.1.1.3	Cet article traite de l'interaction entre les ajustements standards et spécifiques. Comme exprimé en introduction, le maintien de deux systèmes d'offres en parallèle ne doit pas faire porter aux acteurs une complexité excessive	Ne pas utiliser le terme « réalisable »	L'article sur les interactions entre les offres a vocation à préciser ce qui relève du standard et du spécifique en ce qui concerne les offres. RTE a apporté des clarifications sur cet article pour prendre en compte les remarques des acteurs. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement. RTE n'entend pas faire porter une complexité excessive sur les acteurs du fait du maintien des deux systèmes d'offres en parallèle.
EDF	Modification	4.3.1.1.3	1er alinéa : Dès lors qu'un ajustement spécifique intervient postérieurement au guichet de dépôt des offres et à plus forte raison pendant la fenêtre de livraison, la faisabilité des offres TERRE ne peut plus être garantie. EDF interprète le premier alinéa comme suit : - si un ajustement spécifique est en cours au moment du guichet d'offres pour l'heure de livraison H, alors cet ajustement ne doit pas empêcher le dépôt d'offres TERRE (principe d'utilisation prioritaire des produits standards pour l'équilibrage), ni autoriser RTE à filtrer ces offres sous prétexte que l'EDA a déjà été activée en spécifique. La construction des offres TERRE par EDF sera faite en prenant l'hypothèse d'une fin d'ajustement spécifique au plus tard à H-30.	Reformuler le 1er alinéa comme exprimé ci-contre	RTE confirme la bonne interprétation de EDF concernant le premier alinéa de l'article sur les interactions entre les offres (article 4.3.2 dorénavant) RTE a apporté des clarifications sur cet article, notamment pour prendre en compte les remarques des acteurs. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement.

			- si un ajustement spécifique présentant un impact sur la période [H-30 ;H+1h] intervient postérieurement au guichet de dépôt d'offre (moins quelques minutes, pour laisser le temps de le prendre en compte), alors la faisabilité de l'offre standard ne peut pas être garantie par l'acteur d'ajustement. Dans les deux cas, - il appartiendra à RTE d'assurer la faisabilité du programme de marche en adaptant l'ordre spécifique, selon les modalités du 4.4.5.2. - les mécanismes de qualification et de pénalités ne doivent pas s'appliquer (l'acteur d'ajustement ne peut être tenu pour responsable des actions de RTE qui ont rendu ses offres infaisables).		
EDF	Suppression	4.3.1.1.3	2e alinéa : La formulation comme quoi toute offre de RR doit être « réalisable » est ambiguë : EDF rappelle que les offres sont mises en œuvre sur des moyens industriels susceptibles de connaitre des aléas. Les offres seront calculées en fonction des informations disponibles au moment du guichet, mais la situation peut évoluer entre le guichet et la réception de l'ordre : la faisabilité de l'ordre n'est donc pas garantie dans tous les cas et doit être vérifiée par le receveur d'ordres avant sa mise en œuvre. Comme prévu par RTE au 4.6, les cas de non-exécution se traduiront par des écarts d'ajustement et, le cas échéant, des pénalités.	Supprimer le 2e alinéa sans rapport avec le titre de l'article	RTE a apporté des clarifications sur l'article concernant les interactions entres les offres, notamment pour prendre en compte les remarques des acteurs. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement.
EDF	Modification	4.3.1.1.3	Dernier alinéa : en application du principe d'utilisation prioritaire des offres standards, inverser la formulation : on peut également offrir sous forme spécifique ce qui a été offert en standard.	Inverser la formulation du 3e alinéa	RTE a apporté des clarifications sur l'article concernant les interactions entres les offres, notamment pour prendre en compte les remarques des acteurs. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement.

EDF	Forme	4.3.1.2	Il semble préférable de ne pas définir un même type d'ajustement par deux termes.	~~Offres standards de RR explicites ou~~ offres standards de RR
				
				Offres spécifiques implicites ~~ou offres spécifiques~~
					RTE prend en compte cette remarque et a modifié les règles en conséquence.
					
					Les offres d'ajustement se répartissent en 3 types :
					- les Offres Standard de RR ;
					- les Offres Spécifiques :
					  - les Offres Spécifiques implicites ;
					  - les Offres Spécifiques explicites.

EDF	Forme	4.3.2.1	Par lisibilité, il semble que le dépôt des offres standards dans TOPASE devrait être également décrit ici (les 4.3.2.2 et 4.3.2.3 traitent de leur modification et de leur prise en compte).		La formulation initiale de l'article traitant de la soumission d'une offre nouvelle (article 4.3.3.2.1) faisait référence aux offres standard de RR et aux offres spécifiques. Pour plus de lisibilité, l'article a été séparé en deux pour traiter de la transmission des offres standard de RR (article 4.3.3.2.1.1) et des offres spécifiques (article 4.3.3.2.1.2). Cela permet de renvoyer plus précisément aux sous articles de l'article 4.3.1.
Engie	Commentaire	4.3	GCT de dépôt des offres • Comme déjà remonté lors des dernières consultations, ENGIE déplore que la BEGCT soit concomitante avec l'heure de clôture du marché intraday. • Les acteurs auront tendance à clore de manière prématurée leurs opérations Intraday pour préparer leurs offres TERRE : la XZ ID GCT s'éloigne d'autant du temps réel, ce qui semble en contradiction avec l'article 59.3 du CACM qui prévoit une ID XZ GCT à H-60 minutes. • De la même manière que le guichet de dépôt des besoins d'équilibrage par RTE est passé de H-45' à H-40, ENGIE souhaiterait que le dépôt des offres des AA passe de H-60' à H-55'.		Conformément au cadre de mise en œuvre de TERRE, la BEGCT sera de 60 minutes au démarrage de TERRE et sera abaissée à 55 minutes dans les 12 mois qui suivent le démarrage de TERRE.
Engie	Commentaire	4.3.1.1.1	Il semble que l'on puisse indiquer si une offre de RR dégrade ou non la programmation SSY des entités de l'EDA. Ou est-ce décrit ? Est-ce un flag rattaché à l'offre ?		RTE a clarifié le point des offres non partagées pour cause de dégradation des services systèmes. Cf paragraphe 5.3.2.2 du rapport d'accompagnement
Engie	Forme	4.3.1.1.3	Erreur dans le 1er paragraphe	Les Offres Standard de RR associées à une EDA et formulées sur une plage horaire [H ; H+1] sont réputées réalisables dès lors qu'aucune Activation d'Offre Spécifique n'a été réalisée par RTE sur la période [H-30' ; H+1] au moment de l'Activation de l'Offre Standard	RTE a apporté des clarifications sur l'article concernant les interactions entres les offres, notamment pour prendre en compte les remarques des acteurs. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement.

Engie	Modification	4.3.1.1.3	Le paragraphe 4.3.1.1.3 semble traiter de la fermeté des offres (cas d'exclusion). Ce sujet était plutôt bien décrit dans le document d'accompagnement de l'appel à contribution d'avril 2018. Notamment le fait que : - Si activation spécifique après dépôt des offres standards, alors l'offre standard n'est plus réputée réalisable (pas d'écart ou pénalités si l'AA ne réalise pas l'ordre STD) - Si activation avant dépôt des offres, alors l'activation est supposée s'arrêter avant H-30', sinon l'ordre STD n'est plus réputé réalisable. Dans les règles, ces informations ont disparu. Dommage car les documents d'accompagnement n'ont pas vocation à perdurer. Est-il possible de décrire davantage cette notion de "réputé réalisable" ?		RTE a apporté des clarifications sur l'article concernant les interactions entres les offres, notamment pour prendre en compte les remarques des acteurs. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement.
Engie	Commentaire	4.3.1.1.3	Il semble qu'un MW offert en standard doit être offert au MA : ou est-ce marqué dans les règles ?		RTE confirme qu'une capacité offerte en standard doit également l'être en spécifique. Les règles (article 4.3.1.1.3) ont été modifiées pour que ce point apparaisse plus clairement. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement.
Uniper	Commentaire		<u>Déclaration</u> RTE souhaite inciter les producteurs à offrir leurs capacités à la fois via des offres standards et des offres spécifiques, la priorité allant a priori aux offres standards. Dans le cas où l'offre standard est retenu, il convient de clarifier la prise en compte de cette information par RTE vis à vis de l'offre spécifique aussi déposée (la redéclaration du programme de marche devant valoir annulation de l'offre spécifique correspondante)		RTE confirme qu'une capacité offerte en standard doit également l'être en spécifique. Les règles (article 4.3.1.1.3) ont été modifiées pour que ce point apparaisse plus clairement. Ces évolutions sont détaillées au sein du paragraphe 4.2.4 du rapport d'accompagnement. Des précisions ont été apportées dans le rapport d'accompagnement (cf paragraphe 5.2.3.3) sur les modalités applicables en cas d'activation d'offres standard de RR et d'offres spécifqiues sur une même EDA, pour une même période de livraison.

Utilisation des offres d'ajustement

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
CNR	Ajout		Les règles prévoient le filtrage des offres dans certaines conditions. Hors, aucune indemnisation n'est prévue dans les règles. Ce point n'est pas acceptable. RTE s'approprie des flexibilités gratuitement pour résoudre des problèmes réseau, ce qui ne va pas dans le sens des règles et des codes européens. CNR avait proposé des critères pour calculer les indemnités lors de filtrages. Aucun retour, ni échange de la part de RTE n'a eu lieu depuis cet appel à contributions. D'autres acteurs semblent également avoir proposé des formules de calcul. CNR trouve inacceptable que ce point n'apparaisse pas dans les règles. L'indemnisation des filtrages permet : - de valoriser une flexibilité disponible - de mettre un prix sur une contrainte réseau, ce qui permettra par la suite d'objectiver des modifications sur le réseau (renforcement de ligne par exemple)	**Rajouter un paragraphe pour l'indemnisation des offres filtrées** : Toute offre filtrée doit être soumise à indemnité si le prix marginal de la plateforme TERRE est supérieur au prix de l'offre filtrée. Les indemnisations des offres filtrées doivent être établies sur base : - des Emax/Emin journalières proposées en spécifique par l'AA sur 24h - dès lors que le volume n'a pas été activé dans sa totalité - lorsque le prix clearing TERRE ≥ prix de l'offre TERRE pour les offres à la hausse (≤ prix de l'offre TERRE pour les offres à la baisse) Pour les offres sur les réservoirs à énergie limitée, il appartient à l'acteur de définir sa stratégie, de prendre et assumer les risques. Ainsi, lorsqu'une offre standard est filtrée par RTE, quel que soit le type de réservoir, les principes ci-dessus doivent s'appliquer. En effet, une flexibilité est offerte dans certaines conditions et toutes offres filtrées qui auraient dû être activées doivent être indemnisées. Il en est de même pour les offres contractualisées en RR/RC : la rémunération des capacités contractualisées couvrent les pertes d'opportunité Day-Ahead et infra journalières, et non les pertes d'opportunité sur le MA. Concernant les pertes d'opportunité négative (filtrage en faveur de l'acteur), cela ne doit pas donner lieu à indemnité. En effet, CNR considère dans ce cas-là que le filtrage a également été en faveur de la collectivité car activée (donc plus attractive qu'une autre offre).	RTE note la demande des acteurs d'être indemnisé lors du filtrage d'une offre. Cependant, la concertation n'a pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Ces éléments sont détaillés plus précisément au paragraphe 5.4 du rapport d'accompagnement. Dans ces conditions, RTE maintient le fait que les modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité ne seront pas prises en compte au sein du texte soumis à saisine. La concertation sera poursuivie en 2019 : ainsi le sujet sera traité au GT de janvier, où les propositions des acteurs seront présentées en vue d'une introduction dans la prochaine version de règles. RTE précise également qu'il n'y a pas d'harmonisation européenne entre GRT sur ce sujet qui doit être traité en national.
CNR	Modification	4.4.2	Il est indiqué que RTE peut être amené à ne pas partager les offres standards sur la plateforme RR lorsque les installations concernées participent aux services système. Ce point n'est pas acceptable : 1. Lors de l'appel à contribution et dans le rapport d'accompagnement (§4.3.2.2), il est proposé de mettre en place un système dans lequel l'acteur s'engage à ne pas dégrader sa	Les cas d'exclusion des offres doivent être précisées afin de : 1. dans un premier temps : **ne pas filtrer les offres lorsque l'acteur de réserve s'engage sur le respect de ses obligations au sein de son périmètre de réserve** 2. dans un second temps : maintenir le fonctionnement des règles décrites dans les règles Services Système avec le	RTE a clarifié le point des offres non partagées pour cause de dégradation des services systèmes. Cf paragraphe 5.3.2.2 du rapport d'accompagnement

			participation aux services système. Ce point n'apparait pas explicitement dans les règles. Par ailleurs, il faudrait indiquer que l'**engagement de l'acteur de réserve porte bien sur l'ensemble de son périmètre de réserve** et non pas sur l'entité ajustée. Cela évitera en effet de filtrer inutilement les offres standards, ce qui n'est pas dans l'interet de la collectivité. 2. Les règles SSY introduisent un **surcoût Services Système** qui prévoit d'affecter un surcoût à l'AA lorsqu'il propose et met en oeuvre des ajustements entrainant un déficit de SSY sur son périmètre. Le projet de règles v9 va à l'encontre de ces règles, pourtant validées et en vigueur. 3. Le mode de fonctionnemnt pénalise par ailleurs les acteurs obligés et également la collectivité.	surcoût services système pour les produits standard soumis sur les plateformes européennes. **délai le plus court possible compte tenu du fait que ces règles SSY sont opérationnelles.**	
Direct Energie	Commentaire	4.4.2	Dans un souci de transparence et de simplicité, Direct Energie est en priorité favorable à un modèle sans filtrage des offres standards ou de leur activation et ce afin d'éviter de devoir procéder à des calculs de perte d'opportunité (congestion, marges, SSY…). Cela serait possible en permettant à des offres d'être activées par TERRE tout en étant contre-activées par RTE en produit spécifique en cas de problèmes de sureté du réseau. Par exemple si une EDA est appelée à la hausse en standard, puis rappelée à la baisse en spécifique sur le même volume, l'acteur d'ajustement doit recevoir le volume fois le prix de clearing à la hausse et payer son prix d'offre à la baisse fois le même volume. Par ailleurs, Direct Energie constate que les priorités de filtrage proposées par RTE vont à l'encontre du principe de maximisation de l'utilisation de produit standard et privilégie plutôt l'objectif de maintien de la sureté du système. Ce choix n'est pas du ressort des Acteurs d'Ajustement, néanmoins il convient de noter que les critères de filtrage retenus ne peuvent être validés que si des compensations financières sont effectivement mises en place. Si finalement le filtrage des offres était conservé, un mécanisme de compensation équitable est selon nous obligatoire. RTE indique qu'il n'est pas opposé à un système d'indemnisation à condition que les acteurs se mettent d'accord sur une formule de compensation. RTE avance par ailleurs un certain nombre de cas particuliers qui rendent complexe l'atteinte d'un consensus. Selon Direct Energie, en cas de filtrage des offres/ordres vers/ depuis TERRE, l'objectif premier est d'assurer une compensation : aussi Direct Energie propose une formule qui ne couvre pas tous les cas (par ailleurs normalement rares) mais qui a le mérite d'être simple et lisible : PO =max (0 ; [ClearingCMOL – Prixoffre standard]) pour les offres à la hausse (et symétriquement pour les offres à la baisse). Direct Energie partage par ailleurs le point de vue de RTE		Conformément aux lignes directrices contenues dans le règlement Electricity Balancing, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standards donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées (restricted). Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être activées par la plateforme. RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique. Des précisions ont été apportées dans le rapport d'accompagnement (cf paragraphe 5.2.3.3) sur les modalités applicables en cas d'activation d'offres standard de RR et d'offres spécifiques sur une même EDA, pour une même période de livraison. Les questions de rémunération de ces cas sont détaillées au sein du paragraphe 7.8. RTE note la demande des acteurs d'être indemnisé lors du filtrage d'une offre.

			s'agissant des pertes d'opportunité pour les capacités bénéficiant d'une rémunération capacitaire. Dans le cas des RR&C, la perte d'opportunité pourrait effectivement être incluse dans la prime fixe par l'opérateur de marché, puisqu'il a connaissance des modalités de « non partage » qui sont susceptibles de s'appliquer sur sa capacité. Direct Energie est disponible pour évoquer ce sujet lors des prochains groupes de travail courant Q4 18.		Cependant, la concertation n'a pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Ces éléments sont détaillés plus précisément au paragraphe 5.4 du rapport d'accompagnement. Dans ces conditions, RTE maintient le fait que les modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité ne seront pas prises en compte au sein du texte soumis à saisine. La concertation sera poursuivie en 2019 : ainsi le sujet sera traité au GT de janvier, où les propositions des acteurs seront présentées en vue d'une introduction dans la prochaine version de règles. RTE précise également qu'il n'y a pas d'harmonisation européenne entre GRT sur ce sujet qui doit être traité en national.
EDF	Commentaire		EDF est favorable au principe de maintenir l'actuel MA sous forme d'offres spécifiques, afin de pouvoir continuer à offrir à l'ajustement les moyens dont les caractéristiques techniques ne permettent pas de les offrir sous forme standard[1]. En revanche, l'utilisation sous forme d'offres spécifiques de moyens proposant des offres compatibles avec les plateformes européennes, mais qui auraient été filtrées par RTE, devrait rester exceptionnelle. La conjonction des critères de qualification et de filtrage des offres standards par RTE laisse craindre une restriction excessive du volume d'offres françaises disponibles sur les plateformes, ainsi qu'un faible taux d'utilisation des offres standards pour l'équilibrage du système électrique français, qui continuerait de reposer essentiellement sur des offres spécifiques. Ces effets seraient contraires aux objectifs du règlement européen sur l'équilibrage. La mise en œuvre de ce règlement engendre d'importants efforts d'implémentation pour l'ensemble des acteurs (gestionnaires de réseau et fournisseurs de services		RTE est conscient que la mise en œuvre de EBGL engendre d'importants efforts d'implémentation pour l'ensemble des acteurs et rappelle que la priorité est bien d'activer d'abord les offres standard avant de commencer le processus d'activation des offres spécifiques. RTE a clarifié le point des offres non partagées pour cause de dégradation des services systèmes (cf paragraphe 5.3.2.2 du rapport d'accompagnement)

[1] Par exemple DMO >30' ou Domin >60'

			d'équilibrage) : parvenir au constat, une fois les plateformes mises en service, que les volumes effectivement mis en commun et activés sont bien inférieurs à ce qui avait été estimé[2], limitant *de facto* les gains pour la collectivité, serait un échec. RTE justifie la mise en place de ces modalités par la crainte des impacts sur le système électrique français en cas d'activation d'une offre en France pour livraison à un autre pays. EDF convient qu'il relève des missions de RTE de veiller au bon fonctionnement du système français, mais considère que les craintes de RTE reposent sur une hypothèse dans laquelle la totalité des moyens français seraient sollicités pour livraison à l'étranger. Les impacts précis sur la qualité du réglage restent donc à quantifier par RTE, en tenant également compte de l'effet bénéfique des plateformes sur l'équilibrage du système électrique français (netting des besoins, accès à un gisement accru d'offres). RTE prévoit en particulier de filtrer les offres portant sur des EDA fournissant des services système. Or, cette fourniture est essentiellement assurée par les groupes de production les plus chers parmi ceux démarrés : cela implique que ces moyens sont également les premiers susceptibles d'être ajustés à la baisse. Le MA opéré par RTE permet aujourd'hui une optimisation conjointe de l'énergie d'ajustement et des services système, en reconstituant si nécessaire les bandes de réglage au moyen d'ajustements supplémentaires. EDF considère que ce mécanisme est efficace et n'a pas de raison d'être remis en cause : imposer le filtrage de toute offre d'ajustement standard dégradant la fourniture de services système limiterait considérablement le potentiel d'offres standards à la baisse offertes sur les plateformes. **EDF est donc favorable à la proposition de RTE de mettre en place un processus permettant de partager ces offres standards, à hauteur du volume de services systèmes qui peut être reconstitué au moyen d'offres spécifiques. EDF demande que la concertation se poursuive dès à présent, afin de pouvoir mettre en place un tel mécanisme rapidement au démarrage de TERRE, au besoin dans un cadre temporaire/expérimental.** En tout état de cause, les situations de filtrage d'offres standards devront être complètement transparentes de la part de RTE et identifiées selon les motifs évoqués (marges/SSY/réseau) afin d'alimenter un retour d'expérience, qui pourra par exemple être publié dans les rapports sur l'application du règlement européen sur l'équilibrage (cf. EBGL Article 60)		

[2] Cf notamment l'Analyse Coûts-Bénéfices présentée en 2016 dans le cadre de la première consultation du projet TERRE. Il était prévu que RTE mette à jour cette ACB en tenant compte des effets du filtrage, EDF souhaite que RTE puisse en présenter les résultats.

EDF	Commentaire	4.4.2	EDF comprend que RTE puisse être amené à filtrer des offres standards pour assurer la sûreté du système pour les motifs évoqués (marges, services système, congestion réseau). Il est cependant légitime pour les fournisseurs de services d'équilibrage français que ce filtrage n'occasionne aucune perte d'opportunité et distorsion de concurrence vis-à-vis de leurs homologues européens. **EDF demande donc que les offres standards filtrées par RTE bénéficient, lorsqu'elles s'avèrent *a posteriori* être à un prix inférieur au prix marginal France fixé par la plateforme, d'une compensation égale au différentiel entre le prix marginal et leur prix d'offre.** EDF considère que RTE ne devrait pas avoir à filtrer un volume d'offres supérieur à celui contractualisé au titre des réserves (contrats RR/RC et SSY)[3] : • Dans le cas des moyens engagés en réserves, le mécanisme proposé par RTE implique que la perte d'opportunité liée au filtrage devrait être incluse dans les offres de contractualisation de ces réserves[4]. EDF n'est pas favorable à cette proposition et estime préférable de compenser les acteurs sur la base du manque à gagner effectif (mesuré *ex-post*) plutôt que sur la base d'une couverture estimée *ex-ante*. De plus, il n'y aura pas systématiquement une correspondance entre les offres répondant à l'engagement en réserve et les offres filtrées (RTE devant en principe filtrer les plus offres les plus chères). • Dans le cas où RTE filtrerait des moyens non engagés en réserves, il n'est pas possible de couvrir la perte d'opportunité via la rémunération de la contractualisation comme suggéré par RTE. La possibilité pour RTE de « bloquer » ces moyens en dehors de tout mécanisme de marché doit s'accompagner d'une compensation pour la perte d'opportunité sur les offres en énergie ou, à défaut, d'une rémunération de la capacité ainsi réservée (par exemple, au prix issu des appels d'offre Réserves Rapides et Complémentaires). Dans le cas des offres limitées en énergie, pour éviter de créer un effet d'aubaine pour les AA, EDF propose de limiter la compensation, par exemple à hauteur du stock limité exprimé dans l'Energie/Durée Maximale de l'offre d'ajustement spécifique liée à l'EDA, en tenant compte de l'énergie utilisée par des		Conformément aux lignes directrices contenues dans le règlement Electricity Balancing, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standards donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées *(restricted).* Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être activées par la plateforme. RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique. RTE note la demande des acteurs d'être indemnisé lors du filtrage d'une offre. Cependant, la concertation n'a pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Ces éléments sont détaillés plus précisément au paragraphe 5.4 du rapport d'accompagnement. Dans ces conditions, RTE maintient le fait que les modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité ne seront pas prises en compte au sein du texte soumis à saisine. La concertation sera poursuivie en 2019 : ainsi le sujet sera traité au GT de janvier, où les propositions des acteurs seront présentées en vue d'une introduction dans la prochaine version de règles.

[3] Y compris dans le cas de moyens engagés en réserve sur une partie seulement de leur capacité.

[4] Ce principe ne sera d'ailleurs pas applicable à la réserve secondaire tant que sa contractualisation restera basée sur un régime d'obligation rémunérée à un prix régulé

			redéclarations du programme d'appel. RTE justifie sa proposition de ne pas compenser les offres filtrées, en objectant que les acteurs n'ont pas formulé de proposition lors de l'appel à contribution : EDF regrette que le sujet n'ait pas été réellement instruit au cours de la concertation et tient à souligner que des propositions concrètes ont été formulées lors de l'appel à contribution. **EDF demande que ce sujet soit instruit et inscrit dans les règles avant le démarrage de la plateforme fin 2019 et se félicite de la proposition de RTE de poursuivre l'instruction au sein d'un GT dès T3 2018.**		RTE précise également qu'il n'y a pas d'harmonisation européenne entre GRT sur ce sujet qui doit être traité en national.
EDF	Modification	4.4.2	Filtrage des offres : comme exprimé en introduction, EDF demande que les offres filtrées par RTE bénéficient, lorsqu'elles s'avèrent a posteriori être à un prix inférieur au clearing de la plateforme, d'une compensation égale au différentiel entre prix de clearing et prix d'offre.		Idem
EDF	Commentaire	4.4.2	Filtrage des offres : les critères décrits ici ne sont pas assez précis. EDF demande que la méthodologie employée par RTE soit rendue publique, et que les résultats soient publiés. A cet effet, il conviendra de compléter le second tableau du 4.10.1.1 avec le volume d'offres standards non partagées.		Les règles précisent les motifs pour lesquels RTE peut être amené à filtrer une offre. Un retour d'expérience sur le filtrage à échéance TERE pourra être partagé en GT. RTE rappelle que toutes les offres standard de RR déposées par les acteurs d'ajustement sont transmises à la plateforme. Les offres qui auront été filtrées par RTE auront le statut *restricted* mais seront bien transmises à la plateforme. Les volumes et les prix des offres déposées à la plateforme seront publiés dans un premier temps par la plateforme TERRE et à partir d'une date P par RTE (cf article 4.10.1.1 des règles, le dernier tableau)
EDF	Commentaire	4.4.3.1	EDF est favorable au principe de « demande élastique », qui permet un recours coordonné aux différentes réserves et une efficacité économique accrue. Ce principe ne doit cependant pas autoriser un arbitrage systématique de la part de RTE entre des offres spécifiques et des offres standards sur lesquelles s'appliqueraient des contraintes accrues (au-delà des contraintes de qualification, la couverture des écarts d'ajustement et		RTE rappelle que la priorité est bien d'activer d'abord les offres standard avant de commencer le processus d'activation des offres spécifiques. Ainsi, à la mise en œuvre de TERRE, RTE n'activera pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur [H ; H+1[avant

			pénalités par rapport au trapèze théorique impliquera un coût plus élevé pour les offres standards). Comme proposé par RTE, il est a minima impératif que le prix limite ne tienne pas compte des offres spécifiques d'EDA sur lesquelles ont été formulées une offre standard de RR ou mFRR.		d'avoir exprimé le besoin d'équilibrage P=C à la plateforme TERRE. L'article L321-20 du Code de l'Energie mentionne que *« Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. »* Au démarrage de TERRE et en l'absence du produit standard de mFRR, l'alternative au produit standard de RR est constituée par des produits spécifiques de DMO inférieur à 30 minutes. La fonction de RTE est d'équilibrer le système physiquement en optimisant les ressources à dispositions (RR, mFRR et aFRR). Il convient donc de privilégier les offres permettant de répondre aux besoins du système au moindre coût. RTE maintient donc sa proposition pour l'expression du besoin à la plateforme TERRE Un retour d'expérience sur l'expression du besoin à la plateforme TERRE pourra être partagé en GT.
EDF	Commentaire	4.4.3.1	Définition du besoin adressé à TERRE (volume et prix limite) : EDF demande que la méthodologie employée par RTE soit rendue publique, et que les résultats soient publiés (cf 4.10.1.1).		RTE confirme que le volume du besoin adressé à TERRE ainsi que le prix limite associé sera publié, dans un premier temps par la plateforme TERRE et à partir d'une date P par RTE (cf article 4.10.1.1 des règles, le dernier tableau). Un retour d'expérience sur l'expression du besoin à la plateforme TERRE pourra être partagé en GT.

EDF	Modification	4.4.3.1	Dernier alinéa à reformuler : le document d'accompagnement (4.2.3.1) indique que RTE n'activera pas d'offre spécifique pour motif P=C avant H-30, ce qui ne correspond pas à ce qui est indiqué dans le projet de règles (heure avant d'expression du besoin RTE à TERRE, c'est à dire H-40).	Pas d'activation P=C avant H-30	Merci pour ce retour. RTE corrige les règles en ce sens. RTE confirme qu'une offre spécifique ne sera pas activée pour motif d'équilibrage P=C avant d'avoir reçu le besoin d'équilibrage P=C satisfait par la plateforme de produits standard de RR, soit H-30.
EDF	Forme	4.4.5.1	Réception des ordres : EDF observe que la formulation n'est pas adaptée pour les offres standards (il semble que RTE communiquera uniquement l'identifiant de l'ordre standard activée ?). Pour les offres spécifiques, EDF observe que certains ordres sont transmis en précisant l'instant de début d'ajustement (et non l'instant d'activation)	RTE indique au Receveur d'Ordre : **Pour l'activation d'une offre spécifique** – le nouveau point de consigne de l'EDA ou la puissance sollicitée ; et – l'Instant d'Activation **ou l'Instant de début d'ajustement** ; et - l'Instant de Désactivation, le cas échéant. **Pour l'activation d'une offre standard** - **l'identifiant de l'offre**	Merci pour ce retour. RTE modifie l'article 4.4.5.1 pour distinguer les indications données par RTE au receveur d'ordre pour l'activation d'une offre spécifique et l'activation d'une offre standard de RR Pour l'activation d'une offre standard de RR, RTE indiquera l'identifiant de l'offre. Les autres indications sont précisées dans les règles SI.
EDF	Commentaire	4.4.5.1	Réception des ordres RR au plus tard à H-25 : EDF observe que les premières propositions sur TERRE prévoyaient une réception des ordres au plus tard à H-30. Dans la perspective du passage à 48 guichets, il sera impératif de recevoir les ordres avant H-30, afin de les prendre en compte pour la soumission de nouvelles offres standards et la redéclaration des programmes d'appel au guichet H-30.		Le jalon H-25 constitue la valeur au plus tard de la réception des ordres de RR. Les ordres pourront être envoyés plus tôt si les résultats du clearing TERRE sont disponibles. Dans la perspective du passage à 48 guichets, RTE réinterrogera les timings liés au processus d'équilibrage.
EDF	Commentaire	4.4.7	Avec la coexistence de deux systèmes d'offres en parallèle (standard et spécifique), il importe de définir clairement les règles applicables en cas d'activations des deux types d'offres sur une même EDA et une même période de livraison. EDF partage les principes de priorité entre ordres proposés par RTE. Il appartiendra cependant à RTE d'assurer la transmission de consignes sans équivoque au receveur d'ordres : - Dans l'hypothèse où un ajustement standard serait sélectionné par TERRE alors qu'un ajustement spécifique a été activé par RTE sur la même EDA, EDF demande à RTE de filtrer l'envoi de		Des précisions ont été apportées dans le rapport d'accompagnement (cf paragraphe 5.2.3.4) sur les modalités applicables en cas d'activation d'offres standard de RR et d'offres spécifiques sur une même EDA, pour une même période de livraison. Les questions de rémunération de ces cas sont détaillées au sein du paragraphe 7.8.

			l'ordre standard (indépendamment de la rémunération effective au prix marginal, selon les modalités décrites en 4.6.2.3.2). - De plus, lorsqu'un ajustement spécifique a été actif sur la fenêtre des offres TERRE et prend fin, il faut que RTE de transmette explicitement la consigne attendue pour la suite, sous forme d'un ordre spécifique. Plus précisément, en cas d'ordre « retour au programme d'appel redéclaré », EDF interprète que les éventuels ordres standards transmis sur cette fenêtre de livraison ne doivent pas être mis en œuvre. EDF rappelle que, comme exprimé par la CRE dans sa délibération 2017-155, il convient *« de ne pas faire porter aux acteurs la complexité liée au fonctionnement de deux systèmes de dépôt d'offres en parallèle. »* EDF demande donc que les pénalités ne soient pas appliquées dès lors que des ajustements standards et spécifiques auront été activés sur la même fenêtre et auront conduit à des ordres contradictoires ou équivoques.	Préciser que les ordres TERRE seront préférentiellement filtrés par RTE lorsqu'un ajustement spécifique est en cours sur l'EDA. Préciser explicitement que l'ordre retour au Programme d'appel annule tous les ajustements, standards et spécifiques.	
EFET	Commentaire	4.4.3.1	As stated in the EFET response to the TSOs consultation on the TERRE platform, we oppose the formulation by TSOs of an elastic demand. By pricing their bids and offers, and putting them on the CMOL together with bids and offers from market participants, TSOs would be directly active on the market, i.e. act as market participants instead of keeping to their role of market facilitators. This would be a serious breach of the unbundling principles embedded in EU legislation. In this way, TSOs would be in a position to set the settlement price and *de facto* impose price caps on the market. TSOs would be marketing the energy from their imbalances, instead of procuring balancing energy to deal with their imbalances. The motivation to set a price elastic demand curve is to arbitrate TERRE standard product against offers made by BSPs on specific products. As already mentioned by EFET, specific products are supposed to be temporary measures, aiming at facilitating the transition from current national balancing market towards an integrated EU balancing market. They do not follow the same transparency and pricing rules. Hence, using them as a benchmark – or even worst, as a price cap – for standard products introduces serious distortions in the future integrated market. TSOs' demand for RR products should be solely based on the technical needs of the TSOs. Some uncertainty about these needs may remain at the time of the formulation of the TSO needs.		RTE rappelle que la priorité est bien d'activer d'abord les offres standard avant de commencer le processus d'activation des offres spécifiques. Ainsi, à la mise en œuvre de TERRE, RTE n'activera pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur [H ; H+1[avant d'avoir exprimé le besoin d'équilibrage P=C à la plateforme TERRE. L'article L321-20 du Code de l'Energie mentionne que *« Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. »* Au démarrage de TERRE et en l'absence du produit standard de mFRR, l'alternative au produit standard de RR est

			However, formulating an elastic need (based on prices) is not the way to resolve this uncertainty. The TSOs instead should buy the energy they consider to be absolutely necessary – or certain enough – via the TERRE process, and procure the rest of the energy in subsequent balancing mechanisms closer to real time (mFRR via the MARI platform, aFRR via the PICASSO platform) for the any remaining needs. The maximum prices offered by RTE on the TERRE platform would be linked to the prices available on the Mécanisme d'Ajustement (MA). We see a series of dangers in this: • Pricing mechanisms on TERRE (pay-as-cleared) and the MA (pay-as-bid) are not aligned. Carrying over a price cap linked to the MA, a national balancing mechanism, to the TERRE platform would distort the proper functioning of the joint platform for an integrated replacement reserves market at European level. • RTE will formulate its elastic needs according to the offers available on the MA "at a given moment". However, there is no guarantee that these offers will still be available after the TERRE clearing. This means that RTE takes a bet on the evolution and / or the future availability of these offers once the TERRE process has closed. EFET considers that this is not the type of activity that the TSO should be engaged in. EFET reads in the documents that the sole arbitrage possibility that will be open to RTE is the arbitrage against MA prices. In the previous consultation, RTE mentioned their willingness to also arbitrate against the price of the "next" balancing products (i.e. standard mFRR products on the MARI platform and standard aFRR products on the PICASSO platform). As mentioned in our response to the previous consultation, EFET is opposed to such a practice: capping the purchase price of replacement reserve to the "expected price of tertiary or secondary reserve" would imply that TSOs speculate on the evolution of electricity prices. Allowing TSOs to perform a speculative activity would violate basic though crucial unbundling rules. EFET would like to get clarity from RTE on whether or not this arbitrage possibility will still be open to RTE as a result of the implementation of the proposed rules. Should this regrettably still be the case, RTE should clearly mention it in the RE-MA rules. Should the elastic demand feature proposed by the TSOs in the Replacement Reserve Implementation Framework (RR IF for TERRE) be approved by NRAs, then EFET suggests the following solution for the RE-MA rules version 9: during a **limited transition period**, the sole possible element that could be used as a limit to the price at which RTE is willing to purchase balancing energy in		constituée par des produits spécifiques de DMO inférieur à 30 minutes. La fonction de RTE est d'équilibrer le système physiquement en optimisant les ressources à dispositions (RR, mFRR et aFRR). Il convient donc de privilégier les offres permettant de répondre aux besoins du système au moindre coût. RTE maintient donc sa proposition pour l'expression du besoin à la plateforme TERRE Un retour d'expérience sur l'expression du besoin à la plateforme TERRE pourra être partagé en GT.

			the TERRE platform should be the value of the **marginal bid** in the MA for products with a similar "délai de mobilisation (DMO)". This solution - allows RTE to mitigate the fear of a lack of liquidity on the MA and of potential spikes; - avoids setting up complex pricing methodologies that would deteriorate even further the transparency of the balancing mechanism (see paragraph below); - allows to "arbitrate" products that are similar enough, during the transition phase, i.e. avoids that RTE to buy energy at a higher price higher than what is available locally, with similar characteristics; - prevents RTE to take directional views on the evolution of balancing energy prices.		
EFET	Commentaire		Last but not least, concerning the probability coefficient mentioned in the rules, EFET is opposed to such practice. Should it nonetheless be retained, we request full transparency on its calculation methodology, and immediate publication as soon as calculated by RTE. EFET already expressed these concerns in May 2018 and notes that no feedback has been given on the publication of the coefficient and of the methodology to compute it. In addition, EFET believes that computing such probability is extremely complex, especially in the context of IGCC.		Un retour d'expérience sur l'expression du besoin à la plateforme TERRE pourra être partagé en GT.
EFET	Commentaire	4.4	We would welcome clarification by RTE that the "EDA point d'echanges" available at the border where RR products will not be exchanged on the TERRE platform (especially at the French-German border, as Germany won't be part of TERRE) will remain available after TERRE go live.		Le maintien du modèle des EDA échangeurs sous sa forme actuelle ne pourra pas subsister sans l'octroi d'une dérogation.
EFET	Commentaire	4.4.3	The graph on page 24 of the Explanatory Document shows a Balancing Energy Gate Closure Time (BE GCT) for standard RR offers at H-60 minutes. While this question rather concerns the implementation framework for TERRE, we would like to reiterate our worries with this proposal, as expressed in our response to the TERRE consultation of April 2018: We believe the BE GCT for the RR standard product should be set from the start of the common platform at H-55 minutes. We would strongly disagree with establishing the BE GCT at H-60 minutes. Indeed, as the XB ID GCT is also set at H-60 minutes, BSPs would not be able to take into account the final results of XBID into their offers for the TERRE platform. As a result, market participants will have to make mutually exclusive choices during the last moments of XBID to bid their capacity either in XBID or in TERRE. This will result in a loss of liquidity in one or both markets, and would imply a *de facto* move of the ID XB GCT further away from real-time than the current H-		Conformément au cadre de mise en œuvre de TERRE, la BEGCT sera de 60 minutes au démarrage de TERRE et sera abaissée à 55 minutes dans les 12 mois qui suivent le démarrage de TERRE.

			60 minutes. This goes against the CACM Guideline that foresees an ID XB GCT of H-60 minutes A BE GCT for the RR standard product at H-55 minutes would start alleviating these concerns. We remind the RTE and its counterparts that this compromise would already leave a very short time (5 minutes) to market participants to integrate XBID results in their bidding for RR. A BE GCT for the RR process at most 55 minutes ahead of real time seems to us the minimum non-negotiable standard to ensure that the RR process respects Recital 12, and article 3 of the EB GL. As the implementation framework for TERRE did not take a firm position on the BE GCT for RR products, and if the submission to the NRAs keeps the timing of the BE GCT open, then the governance for the adoption of the final decision on this crucial point should be much clearer. We understand from the workshop organized at ENTSO-E on 19 March 2018 that discussions will take place between TSOs and NRAs after the parallel run. We believe that this would constitute a circumvention of article 19 (3) (h) of the EBGL: the precise BE GCT should be in the form of a transparent RR TSOs proposal (with appropriate justification based on the parallel run results), open to stakeholder comments, and formally approved by NRAs. We encourage RTE to take strong leadership among the TERRE TSOs to make clarify this question and submit a proposal to the NRAs of a BE GCT for TERRE at H-55 minutes at the earliest, that would foster liquidity and competition on both XBID and the TERRE platform, especially given the fact that TSOs managed to move the formulation of demand from H-45 to H-40, freeing 5 minutes in the process.		
EFET	Commentaire	4.4.2	As stated in our answer to the previous consultation, EFET does not agree with the proposed principles for filtering. The principles seem to suggest that French system security and TERRE participation are mutually exclusive, and therefore RTE proposes to prioritise system security in France. However, by creating an integrated market, TERRE would rather enhance French system security than threaten it. RTE should hence strive to participate to TERRE in a way that will fully realise this potential of TERRE to enhance French system security. The prioritization proposed by RTE is therefore in our view contradictory to the objectives of the Electricity Balancing Guideline. In the previous consultation, RTE proposed priorities/ranking for the filtering. The order for filtering seems to have disappeared from this version of the rules. EFET would like to get clarity on how RTE intends to proceed to the filtering (although we don't agree with the priority/ranking principles previously proposed by		<u>Filtrage</u> Conformément aux lignes directrices contenues dans le règlement EBGL, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standard donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées (restricted). Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être sélectionnées par la plateforme TERRE de produits standard de RR.

			RTE). Last but not least, and as already stated in May 2018, EFET carefully noted that in its decision dated 22 June 2017 on the French Balancing green book/roadmap, CRE requested RTE to perform a quantitative study on the bid filtering, due in Q4 2017. EFET is not aware that this study has been performed or published, and requests it is before taking a decision on this matter. RTE mentions several difficulties/challenges related to the determination of a fair compensation. EFET notes that these difficulties were already mentioned in the consultation in May and that no new elements are brought on the table. Stakeholders provided inputs on these elements. We request RTE to elaborate on the feedback received from market participants. EFET takes the opportunity of this consultation to re-iterate the feedback given in the previous consultation. • *Comment calculer une perte d'opportunité pour les capacités bénéficiant d'une rémunération capacitaire ? La perte d'opportunité pourrait être incluse dans la prime fixe par l'opérateur de marché, puisqu'il a connaissance des modalités de « non partage » qui sont susceptibles de s'appliquer sur sa capacité ;* EFET believes that the loss of opportunity linked to a "non-activation" or a "non-transfer" of offers is not related to capacity payment. The capacity remuneration is justified by the fact that market participants reserve capacity from the moment of contracting until the time of submitting the balancing offers. This covers the loss of opportunity for the market participant not being able to value its assets in the forward, day-ahead and intraday markets, in order to guarantee its availability for the submission of balancing bids. *Pour une capacité non partagée pour motif marge par RTE et lorsqu'un aléa survient sur le système, la capacité peut être utilisée par le RE subissant l'aléa pour rééquilibrer son périmètre : la capacité maintenue dans les marges joue pleinement son rôle et elle est utilisée pour couvrir un aléa (la rémunération est alors perçue directement par le RE et non par le mécanisme d'ajustement).* EFET believes the question of RTE misses elements in its reasoning, and by doing so muddles the questions of the services provided by BSPs, the individual balancing responsibility of BRPs and the collective management of imbalances by the TSO. While BRPs are individually responsible for their imbalances, it is the TSO's responsibility to ensure the overall system balance. The principle		RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique <u>Compensation des offres filtrées</u> RTE note la demande des acteurs d'être indemnisé lors du filtrage d'une offre. Cependant, la concertation n'a pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Ces éléments sont détaillés plus précisément au paragraphe 5.4 du rapport d'accompagnement. Dans ces conditions, RTE maintient le fait que les modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité ne seront pas prises en compte au sein du texte soumis à saisine. La concertation sera poursuivie en 2019 : ainsi le sujet sera traité au GT de janvier, où les propositions des acteurs seront présentées en vue d'une introduction dans la prochaine version de règles.

			of our zonal system is that all market participants have equal access to the network and can equally offer balancing services to the TSO(s) within a bidding zone. When a BRP's offer is filtered – i.e. rejected – by RTE for margin reasons, it means that the TSO takes the decision to exclude a market participant's offer from the merit order in which all are supposed to compete on a level-playing field. In order to guarantee the principle of non-discrimination, this action of the TSO warrants remuneration to the affected market participant as a BSP if its bid should normally have been selected for the MA. Following the example given by RTE, if the market participant would have normally been imbalanced following the selection of its bid in the MA, then the market participant should pay the imbalance price corresponding to this imbalance as a BRP. If in turn an outage occurs that leads RTE to use the capacity reserved from the same market participant for margin reasons, this does not change the situation of the market participant as a BRP: it remains in a situation of imbalance that needs to be corrected by the TSO, using the capacity set aside by RTE for margin reasons. One can see that if analysed carefully, the market participant cannot "benefit" from a filtered offer and thus reduce its imbalance. Such a careful analysis is even more needed if RTE uses the capacity filtered for margins in order to solve congestions rather than to solve an imbalance in the system. As we expressed at numerous occasions in the past, the use by RTE of margin calls for either congestion management or balancing purposes is still completely opaque. This results in a meddling of the balancing and congestion management accounts, likely leading to BRPs supporting the costs of congestion management that should normally fall in the TSO budget. Congestion issues should be revealed in order to trigger the right investments (in transmission but also in generation, demand response, and storage), and should not pollute the imbalance settlement price. Taking the example of the consultation again, the market participant should be remunerated as BSP for its filtered bid from the congestion management account, and should settle its imbalance as a BRP to the balancing account, based on an imbalance price that takes due account of the fact that some of the bids were filtered for congestion management reasons.		
Energy Pool	Modif	4.4.3.1	"RTE n'active pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C (…] avant d'avoir exprimé le besoin d'équilibrage P=C à la plateforme". N'est-ce pas plutôt avant d'avoir reçu le résultat de la plateforme au cas où tous les besoins de RTE ne pourraient pas être satisfaits par la plateforme?	RTE n'active pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C (…] avant d'avoir reçu les résultats de la plateforme	Merci pour ce retour. RTE corrige les règles en ce sens.

					RTE confirme qu'une offre spécifique ne sera pas activée pour [H ;H+1h] pour motif d'équilibrage P=C avant d'avoir reçu le besoin d'équilibrage P=C satisfait par la plateforme de produits standard de RR, soit H-30 au plus tard.
Engie	Modification	4.4.2	Exclusion de la préséance économique des offres spécifiques : **à détailler**. Les acteurs ont besoin d'avoir tous les éléments en main pour comprendre comment fonctionne la MOL.	1. Les offres d'EDA participant à RR/RC 2. En cas d'activation MA après dépôt des offres (pour raisons autre que P=C) : les offres MA offertes sur TERRE sont "artificiellement" positionnées en fin de MOL	Les raisons pour lesquelles RTE peut être amené à exclure de la préséance économique certaines offres sont détaillées au sein des règles : pour ne pas créer ou aggraver de congestions, pour cause services systèmes ou pour reconstituer les marges. La référence à l'exclusion possible des offres participant à RR/RC est déjà faite à l'article 4.4.2 des règles. En cas d'activation d'une offre standard de RR portant sur une EDA sur une heure de livraison donnée, RTE limitera l'activation en spécifique de cette EDA sur cette même heure de livraison. RTE propose de ne pas modifier les règles.
Engie	Modification	4.4.2	Non partage de certaines offres standards : **à détailler**. Les acteurs ont besoin d'avoir tous les éléments en main pour savoir dans quelles conditions RTE peut effectuer un filtrage	1. RTE ne partagera pas les offres contractualisées en RR/RC lorsqu'elles sont nécessaires pour garantir la sûreté dans la fenêtre opérationnelle ou lorsqu'elles ont un stock d'énergie journalier limité ; 2. RTE ne partagera pas les offres « libres » dont le stock journalier est limité si ce stock est nécessaire pour garantir un niveau de sûreté suffisant pour les échéances futures ; 3. parmi les offres « libres », RTE propose de filtrer prioritairement les offres les moins intéressantes économiquement : celles dont le prix à la hausse est le plus élevé, ou dont le prix à la baisse est le moins élevé. 4. RTE ne partagera pas les offres TERRE émanant d'entités fournissant des services système, sauf lorsqu'elles déclarent explicitement que l'activation de ces dernières ne conduit pas à une dégradation de la programmation en services système. 5. RTE ne partagera pas les offres TERRE qui, si elles sont activées, conduisent à des congestions sur le réseau.	Les règles précisent les motifs pour lesquels RTE peut être amené à filtrer une offre. Un retour d'expérience sur le filtrage à échéance TERE pourra être partagé en GT. RTE rappelle que toutes les offres standard de RR déposées par les acteurs d'ajustement sont transmises à la plateforme. Les offres qui auront été filtrées par RTE auront le statut *restricted* mais seront bien transmises à la plateforme.

					Les volumes et les prix des offres déposées à la plateforme seront publiés dans un premier temps par la plateforme TERRE et à partir d'une date P par RTE (cf article 4.10.1.1 des règles, le dernier tableau)
Engie	Commentaire	4.4.2	<u>Filtrage sans compensation</u> • RTE n'a pas donné de réponse à nos propositions faites en avril 2018. • ENGIE regrette que les discussions sur ce sujet, d'une importance clé (et qui le deviendra de plus en plus dans les années à venir), n'évoluent pas depuis plusieurs années. • ENGIE avait déjà fait part de ses inquiétudes dans la consultation sur le livre vert: o *ENGIE estime nécessaire la mise en place d'un mécanisme de compensation des offres non choisies dans la préséance économique pour quelque raison (marges, congestion ou autre) qui soit avec une compensation au prix marginal si celui-ci est supérieur à l'offre. Ainsi, RTE sera d'avantage incité à choisir préférentiellement les offres standards proposées par TERRE et sera motivé sur la qualité et la performance des actions prises.* o *De façon concrète, dans le cas d'une offre non choisie qui était dans la préséance économique, l'offre doit être rémunérée au prix maximum entre le prix d'offre et le prix marginal du produit standard de ce pas de temps. Dans le cas d'un motif marge, l'acteur est ainsi rémunéré pour un service de marge qu'il a réellement fourni. Dans le cas d'un motif de congestion, la compensation est payée par RTE à l'acteur représente un éventuel besoin d'investissement dans le réseau. Cet investissement peut prendre la forme d'un CAPEX (installation de nouvelles lignes) ou d'OPEX (contractualisation de flexibilité). Ce choix d'investissement dans le réseau doit être défini par RTE de façon transparente. Cela permettra ainsi d'identifier les congestions sur le réseau, et de définir les pertes pour le système et d'arbitrer concrètement entre une dépense d'investissement ou de compensation.* o *ENGIE comprend que RTE présente comme avantage le fait qu'un même mécanisme soit utilisé pour différentes causes à moindre coût : P=C, Marge, Congestion. Pour ENGIE, ces différentes causes étant de la responsabilité d'acteurs différents, il est indispensable que les coûts réels soient*		Conformément aux lignes directrices contenues dans le règlement Electricity Balancing, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standards donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées (restricted). Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être activées par la plateforme. RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique. RTE note la demande des acteurs d'être indemnisé lors du filtrage d'une offre. Cependant, la concertation n'a pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Ces éléments sont détaillés plus précisément au paragraphe 5.4 du rapport d'accompagnement. Dans ces conditions, RTE maintient le fait que les modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité ne seront pas prises en compte au sein du texte soumis à saisine. La concertation sera poursuivie en 2019 : ainsi le sujet sera traité au GT de janvier, où les propositions des acteurs seront présentées en vue d'une introduction dans la prochaine version de règles.

			clairement identifiés et que les flux financiers associés soient respectés. De plus, cette optimisation ne peut se faire au détriment des acteurs de marchés. En particulier, il n'est pas acceptable que des actifs ne puissent être valorisés pleinement pour des problèmes de congestion. • ENGIE souhaite également rappeler que dans sa délibération, la CRE demandait à RTE une étude quantitative pour Q4 17 portant notamment sur les offres filtrées. ENGIE demande à nouveau que cette étude soit publiée. • ENGIE rappelle sa proposition de calcul de compensation exprimé lors du dernier appel à contribution pour les capacités à stock d'énergie limité : - Si une offre est filtrée et son prix est inférieur au prix de Clearing, alors elle est éligible à une compensation financière. Dans le cas des capacités avec stock d'énergie, on pourrait considérer que la compensation vaut : Clearing-Offre pour les N premières offres refusées pour cette capacité, avec N = min (heures stock-heures activées ; heures non partagées avec Prix < Clearing) - Cette rémunération n'est pas complètement satisfaisante car elle ne couvre pas l'AA si la rémunération pour l'activation « de substitution » est moins élevée que la rémunération de l'offre non partagée. - Il est dans le même temps pertinent également de chercher à réduire la potentialité de ces offres non partagées avec prix TERRE compétitif (cf. recommandation de filtrer préférentiellement les prix hausse les plus bas et baisse les plus élevés). • ENGIE demande à RTE que ce point soit traité urgemment dès les prochaines semaines, en impliquant les différents acteurs concernés, afin d'inscrire ce dispositif dans le jeu de règles soumis à saisine CRE. Cas particulier du filtrage SSY : • ENGIE rappelle sa position exprimée lors des consultations précédentes : le fait d'offrir sur TERRE doit implicitement signifier que l'activation ne conduit pas à une dégradation de la programmation en Services Système (responsabilité de l'acteur AA). Une démarche explicite est lourde et inutile. Les mesures de pénalisation en place sont suffisamment dissuasives. • Si la proposition de RTE devait être maintenue, il conviendrait de davantage détailler le processus de signalement pour		RTE a clarifié le point des offres non partagées pour cause de dégradation des services systèmes. Cf paragraphe 5.3.2.2 du rapport d'accompagnement

			s'assurer qu'il n'alourdisse pas exagérément les opérations. En l'état, il est difficile de se prononcer.		
Engie	Commentaire	4.4.3.1	<u>Besoin élastique du TSO</u> • ENGIE rappelle son opposition à la formulation d'un besoin élastique au prix par les GRT, que ce soit pour arbitrer face à un produit alternatif disponible (MA) ou face à un produit standard disponible ultérieurement (MARI, PICASSO). • Parmi les effets indésirables : o Conduit les TSO à créer des caps de prix dans les plateformes européennes d'équilibrage ; o Peut conduire à un manque de transparence pour les acteurs (sur la méthodologie utilisée par RTE pour définir sa courbe de demande) ; o Réduit automatiquement l'usage de TERRE ; o Le TSO se base sur des prix escomptés pour déterminer sa stratégie d'achat. Il devient Trader (arbitrage, prise de risques). Suite à une mauvaise estimation, un acteur lésé pourrait être en droit de demander compensation : RTE a fait le prix de clearing TERRE, notre offre n'a pas été retenue à cause de ce plafond, et finalement RTE s'équilibre à plus cher sur MARI. Si ce besoin élastique devait être maintenu : o L'arbitrage avec MA **doit rester provisoire**, le temps que MARI arrive ; o **Le cap de prix issu du MA devrait plutôt prendre en compte le prix marginal du MA** (similaire au Prix de Clearing de TERRE) **vu de H-40**, indépendamment du fait que les offres soient partagées ou non sur TERRE. Cela représente le vrai cout de l'alternative locale à H-40' via un mécanisme de ce fait similaire. o A la cible, le mécanisme MA doit évoluer vers une rémunération au prix marginal d'activation. o Une **transparence totale** est attendue de la part de RTE : volume exprimé, cap de prix associé et publication de la méthodologie de détermination de la courbe de demande. • ENGIE n'est enfin pas en faveur d'une pondération du prix fonction de la probabilité du besoin, difficile à évaluer et à contrôler. ENGIE considère que RTE devrait simplement acheter la partie qu'il considère comme certaine et attendre les mécanismes suivants (MARI, PICASSO) pour la partie restante.		RTE rappelle que la priorité est bien d'activer d'abord les offres standard avant de commencer le processus d'activation des offres spécifiques. Ainsi, à la mise en œuvre de TERRE, RTE n'activera pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur [H ; H+1[avant d'avoir exprimé le besoin d'équilibrage P=C à la plateforme TERRE. L'article L321-20 du Code de l'Energie mentionne que *« Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. »* Au démarrage de TERRE et en l'absence du produit standard de mFRR, l'alternative au produit standard de RR est constituée par des produits spécifiques de DMO inférieur à 30 minutes. La fonction de RTE est d'équilibrer le système physiquement en optimisant les ressources à dispositions (RR, mFRR et aFRR). Il convient donc de privilégier les offres permettant de répondre aux besoins du système au moindre coût. RTE maintient donc sa proposition pour l'expression du besoin à la plateforme TERRE Un retour d'expérience sur l'expression du besoin à la plateforme TERRE pourra être partagé en GT.

			• Si cette pondération devait être maintenue, ENGIE attend une publication vers le marché de la méthodologie de détermination du coefficient « p » ainsi qu'une publication immédiate de sa valeur.		
Engie	Modification	4.4.5	Non transmission des activations standards : **à mentionner et détailler**. Les acteurs ont besoin d'avoir tous les éléments en main pour savoir dans quelles conditions RTE peut ne pas transmettre à l'AA un ordre standard.	L'activation TERRE est filtrée par RTE si : 1. L'activation d'une offre standard compromet la sûreté du réseau 2. La capacité est déjà activée en spécifique sur [H-30'; H+1h]	Des précisions ont été apportées dans le rapport d'accompagnement (cf paragraphe 5.2.3.3) sur les modalités applicables dans ce cas.
Uniper	Commentaire		Expression du besoin Uniper souscrit au principe d'efficacité économique retenu par RTE pour l'expression de son besoin d'équilibrage à la plateforme TERRE. Il convient en effet de privilégier les offres permettant de répondre aux besoins du système au moindre coût. A ce titre, Uniper est favorable à la définition d'un prix limite pour le besoin fondé par référence aux prix des offres spécifiques à même de couvrir le besoin. Toutefois, Uniper considère que la définition de ce prix limite proposé dans le projet de règles n'est pas satisfaisante, dans la mesure où les paramètres retenus par RTE pour son élaboration ne sont pas connus. Uniper demande que les conditions de détermination de ce prix soient définies de manière transparente, de sorte à ce que les acteurs de marchés soient en capacité de l'évaluer. Uniper demande également à ce que RTE publie les valeurs de ce prix limite transmises à la plateforme TERRE.		RTE rappelle que la priorité est bien d'activer d'abord les offres standard avant de commencer le processus d'activation des offres spécifiques. Ainsi, à la mise en œuvre de TERRE, RTE n'activera pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur [H ; H+1[avant d'avoir exprimé le besoin d'équilibrage P=C à la plateforme TERRE. L'article L321-20 du Code de l'Energie mentionne que *« Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. »* Au démarrage de TERRE et en l'absence du produit standard de mFRR, l'alternative au produit standard de RR est constituée par des produits spécifiques de DMO inférieur à 30 minutes. La fonction de RTE est d'équilibrer le système physiquement en optimisant les ressources à dispositions (RR, mFRR et aFRR). Il convient donc de privilégier les offres permettant de répondre aux besoins du système au moindre coût. RTE maintient donc sa proposition pour l'expression du besoin à la plateforme TERRE

					Un retour d'expérience sur l'expression du besoin à la plateforme TERRE pourra être partagé en GT. Un retour d'expérience sur l'expression du besoin à la plateforme TERRE pourra être partagé en GT. Par ailleurs, RTE confirme que le prix limite envoyé à la plateforme sera publié.
Uniper	Commentaire		<u>Offres non partagées – transparence</u> Uniper est, de manière générale, attaché à la transparence sur le mécanisme d'ajustement. A ce titre, Uniper demande à ce que RTE justifie systématiquement auprès de l'acteur concerné les raisons ayant conduit à filtrer ses offres.		Les règles précisent les motifs pour lesquels RTE peut être amené à filtrer une offre. Un retour d'expérience sur le filtrage à échéance TERE pourra être partagé en GT. RTE rappelle que toutes les offres standard de RR déposées par les acteurs d'ajustement sont transmises à la plateforme. Les offres qui auront été filtrées par RTE auront le statut *restricted* mais seront bien transmises à la plateforme. Les volumes et les prix des offres déposés à la plateforme seront publiés dans un premier temps par la plateforme TERRE et à partir d'une date P par RTE (cf article 4.10.1.1 des règles, le dernier tableau)
Uniper	Commentaire		<u>Offres non partagées – pertes d'opportunités</u> Uniper soutient l'indemnisation des acteurs en cas de pertes d'opportunité lorsque des capacités ne peuvent pas être activées par la plateforme TERRE. Conscient de la difficulté à définir une formule de compensation permettant de couvrir de manière précise tous les états de la nature, Uniper demande à ce que soient adoptées des modalités qui ne soient pas défavorables aux producteurs, afin de les inciter à déposer des offres standards. En l'absence de retour d'expérience permettant de valider les interrogations de RTE, et notamment la crédibilité d'un scénario dans lequel une installation à stock fini ne serait pas activée de manière répété par la plateforme, Uniper demande que cette compensation soit prévue. A défaut, seules les unitées de production à stock visées dans l'analyse de RTE devraient être exclues du dispositif de compensation, dans la mesure où elles		Conformément aux lignes directrices contenues dans le règlement Electricity Balancing, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standards donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées (restricted). Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être activées par la plateforme. RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique.

			sont les seules concernées par le problème potentiel pointé par RTE. Les règles pourront être amendées le cas échéant si le REX montrait un biais significatif avec cette méthode.		RTE note la demande des acteurs d'être indemnisé lors du filtrage d'une offre. Cependant, la concertation n'a pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Ces éléments sont détaillés plus précisément au paragraphe 5.4 du rapport d'accompagnement. Dans ces conditions, RTE maintient le fait que les modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité ne seront pas prises en compte au sein du texte soumis à saisine. La concertation sera poursuivie en 2019 : ainsi le sujet sera traité au GT de janvier, où les propositions des acteurs seront présentées en vue d'une introduction dans la prochaine version de règles.

Calcul des volumes réalisés

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Ajout	4.5	L'ADEeF propose une nouvelle fois que des méthodes statistiques puissent être utilisées sur le segment diffus, avec notamment la méthode des panels proposée depuis 2013 par Enedis. Cette méthode statistique, certifiée par le GENES, permet de tirer parti des compteurs communicants et s'appuie sur les mêmes fondements méthodologiques que le profilage dynamique dont l'application aux sites ≤ 36 kVA réduit de 50% les incertitudes demi-horaires de la reconstitution des flux. L'ADEeF rappelle qu'avec la méthode des panels, aucune période d'homologation n'est requise, les acteurs n'ont pas à déployer leurs boîtiers de mesure, et les seules données nécessaires sont celles, gérées en toute indépendance par les GRD, issues du panel de clients instrumentés avec les dispositifs de comptage des GRD, à la métrologie certifiée. Aujourd'hui, les GRD travaillent à la mise en œuvre concrète de la méthode et considèrent qu'elle pourrait être appliquée dès fin 2019, ce qui serait évidemment conditionné à son intégration rapide dans les règles.		Les discussions et des premiers travaux ont été amorcés entre RTE et Enedis concernant la méthode des panels. RTE rappelle qu'une nouvelle méthode de calcul des volumes réalisés doit préalablement être testée et certifiée avant de pouvoir être introduite dans les règles.
ADEeF	Formulation	4.5.2.1.2.2	Il faudrait mettre en cohérence ce paragraphe avec le paragraphe D.8.2	"Les Courbes de Charge des Sites de Soutirage Profilé pour une semaine S, dont un Jour au moins appartient au Mois M, sont transmises à RTE : - le cas échéant par l'Acteur d'Ajustement ~~ou, par le GRD,~~ au plus tard à 12h le jeudi de la semaine S+2; - le cas échéant par le GRD, au plus tard à 12h00, le jeudi de la Semaine S+2, pour les Semaines antérieures au 2 janvier 2021 ; - le cas échéant par le GRD, au plus tard à 12h00, le vendredi de la Semaine S+1, pour les Semaines postérieures au 2 janvier 2021 inclus."	Ce paragraphe concerne les sites profilés et ne fait donc pas l'objet de modifications relatives au processus d'écart S+1.
ADEeF	Ajout	4.5.2.2.2.4.2.3	Idem 4.1.3.2 : nous souhaitons préciser le terme "pour lesquels il est responsable de l'envoi" en reprenant la formulation du 4.5.2.1.2.2	« Au plus tard dix (10) Jours Ouvrés après Notification de la demande d'homologation, l'Acteur d'Ajustement transmet à RTE les Courbes de Charge du Site du Soutirage Télérelevé ou les Courbes de Charge des Sites appartenant à l'EDA Profilée, pour lesquels il est responsable de l'envoi conformément à l'Article 4.5.2.1.2.2, à savoir lorsque les données issues	L'article 4.5.2.2.2.4.2.3 fait référence à l'article 4.5.2.1.2.2 qui détaille le cas où l'acteur d'ajustement est responsable de l'envoi des courbes de charge. En conséquence, RTE propose de ne pas modifier l'article 4.5.2.2.2.4.2.3.

				des dispositifs de comptage des Gestionnaires de Réseau de Distribution ne présentent par les caractéristiques nécessaires à la certification des effacements, pour l'ensemble de la période de test, selon les modalités prévues dans les Règles SI MA-RE. »	
ADEeF	Suppression	4.5.2.2.2.5.1	Nous proposons de supprimer la date A si cette évolution est prévue dès l'entrée en vigueur des sites, ou rapidement après.	Lorsque les constitutions de l'EDA et de l'Entité d'Effacement sont strictement identiques, ~~il sera possible, à partir d'une date A Notifiée par RTE aux Acteurs d'Ajustement un (1) Mois à l'avance,~~ il est possible sur un même Pas Demi-Horaire, d'Activer simultanément une Offre d'Ajustement sur le Mécanisme d'Ajustement et de Notifier un Programme d'Effacement Déclaré.	Les dates A et A' ont été supprimés des règles, puisque la simultanéité MA-NEBEF dans les cas où l'EDA et l'EDE sont identiques ou ont plus de 90% de leurs sites en commun est entrée en vigueur le 1er janvier 2019. Les paragraphes 4.5.2.2.2.5.1 (EDA et EDE identiques) et 4.5.2.2.2.5.2 (EDA et EDE ont 90% de leurs sites en commun) ont été regroupés au sein d'un même paragraphe.
ADEeF	Suppression	4.5.2.2.2.5.2	Nous proposons de supprimer la date A' si cette évolution est prévue dès l'entrée en vigueur des sites, ou rapidement après.	Lorsque l'intersection de l'EDA et de l'Entité d'Effacement contient plus de 90% des Sites de l'EDA et de l'Entité d'Effacement, ~~il sera possible, à partir d'une date A' Notifiée par RTE aux Acteurs d'Ajustement un (1) Mois à l'avance,~~ il est possible sur un même Pas de Contrôle, d'Activer simultanément une Offre d'Ajustement sur le Mécanisme d'Ajustement et de Notifier un Programme d'Effacement Déclaré.	Idem.
ADEeF	Suppression	4.5.2.2.2.5.3	Nous proposons de supprimer le paragraphe dans la mesure où l'annonce du retrait de cette évolution avait été faite en GT car cette évolution n'apparaît pas prioritaire à court-moyen terme	/	Certains acteurs sont favorables au déploiement de la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10%. Ainsi, RTE propose de ne pas supprimer cette évolution des règles.
CNR	Modification	4.5.1.1	La plage de contrôle proposée à partir d'une date T est vaste : [H-30;H+1h] lorsqu'un ordre a été passé sur cette plage de temps. Ainsi, si un ordre de 15min a été passé, le contrôle est effectué sur 1h30. Cela pénalise fortement l'acteur en dehors de l'ordre d'ajustement car les tolérances sur les écarts d'ajustements et les pénalités sont fonction du volume ajusté. Ainsi, lorsque l'ajustement est nul, les marges sont quasi inexistantes, ce qui induit des pénalités d'ajustement pour l'AA.	**Remplacer Union par Intersection**.	Tout d'abord, la définition de la plage de contrôle a été précisée à l'article 4.5.1.1 : la première condition s'applique aux ajustements standard et la deuxième aux ajustements spécifiques. Ainsi, RTE ne modifie pas le terme union par intersection.

			Prenons un exemple de 14h00 à 14h15 : PA = PM = 100 MW (donc ajustement de 0 MW) PA = PM = 0 MW à partir de 14h15 Préalisé par pas 10 min = 95 MW de 14h à 14h10 105 MW de 14h10 à 14h15 puis 0 MW => pénalités d'ajustement =0.833 puis 0.417 MWh Si PA = 0 et PM =100 (bloc retnu sur TERRE = 100 MW sur le quart d'heure considéré) avec le même réalisé => EA = 1.25 puis 0.417 MWh et pénalité = 0 CNR ne pense pas justifier de créer des pénalités d'ajustement, ni même des écarts d'ajustement sur les pas 10 min sur lesquels il n'y a pas d'ordre d'ajustement. Les contrôles doivent porter sur les pas sur lesquels une offre est activée.		En revanche, RTE maintient une plage de contrôle de [H-30 ; H+1h] pour les ajustements standard. En effet, le produit standard de RR est un produit d'une heure avec un DMO de 30 minutes. RTE contrôle l'ajustements sur l'ensemble de cette plage.
Direct Energie	Commentaire	4.5.2	Direct Energie considère qu'un pas de 10 minutes augmente inutilement la complexité des règles. Direct Energie est favorable à un pas de contrôle égal au pas de règlements des écarts (donc 30 minutes) et à défaut un pas de 15 minutes qui est en adéquation avec la taille des produits TERRE.		RTE maintient sa proposition d'un pas de contrôle égal au pas 10 minutes, qui correspond au pas de comptage. Ce pas de contrôle pourra être réinterrogé lors du passage à l'ISP 15 minutes. Une offre standard de RR est formulée sur une plage horaire [H ; H+1h]. Un pas de comptage égal à 10 minutes est en adéquation avec la taille du produit TERRE.
EDF	Commentaire	4.5.1.1	Définition de la « plage de contrôle » : EDF comprend des principes exposés au cours de la concertation que la 1e condition s'applique aux ajustements standards, et que la 2e devrait être restreinte aux ajustements spécifiques (tel que formulé, la 2e puce s'appliquerait également aux ajustements standards et est donc contradictoire avec la 1e).		Tout à fait, la précision a été ajoutée à l'article 4.5.1.1 : la première condition s'applique aux ajustements standard et la deuxième aux ajustements spécifiques.
EDF	Modification	4.5.1.1	RTE propose de limiter la « plage de contrôle » des ajustements standards à H+1h (et non H+1h05 comme initialement envisagé) : EDF est bien conscient que, compte tenu de la granularité des comptages, une limite à 1h05 est impossible à implémenter et serait génératrice de biais. Cependant, une limite à H+1h crée un écart RE sur [H+1h;H+1h05], ce qui n'est pas conforme au principe de neutralité du RE. Les différents volumes Commercial, Attendu Théorique, Réalisé ne sont plus cohérents.	Envisager d'étendre le calcul de VR et EA à H+1h10	RTE ne souhaite pas étendre la plage de contrôle pour les offres standard de RR et maintient donc sa proposition de contrôler les ajustements standard jusqu'à H+1h. Cette plage de contrôle pourra être réinterrogée dans le cas d'une évolution du pas de comptage.

			A défaut de mieux, en attendant une évolution du pas de comptage, il semble qu'il faudrait aller jusqu'à H+1h10 pour le calcul du réalisé et de l'écart d'ajustement ?		
EDF	Commentaire	4.5.2.1.3	Correction de la courbe de charge de réalisé : dans l'hypothèse où RTE maintiendrait sa proposition de passer la bande de tolérance à 10% (cf 4.6.2.9), EDF demande que la contribution au réglage primaire soit également corrigée.		Pour harmoniser les dispositions pour les sites d'injection et de soutirage participant aux réglages primaire et secondaire de fréquence, RTE accepte la proposition d'EDF. Ainsi, RTE propose de corriger la courbe de charge d'un site participant aux réglages primaire ou secondaire de fréquence, afin de neutraliser l'influence des énergies de réglage primaire et secondaire et non plus seulement l'énergie de réglage secondaire. Ainsi, des modifications ont été apportées à l'article 4.5.2.1.3 des règles MA-RE v9.
EDF	Forme	4.5.2.2	« EDA constituée d'EDP » / « non constituée d'EDP » : ces distinctions sont ambiguës : faire référence à la typologie d'EDA telle que présentée à la définition « EDA » du chapitre 1 (EDA injection, EDA soutirage).		RTE propose de ne pas modifier ce paragraphe et de ne pas supprimer la distinction « EDA constituée d'EDP » / « non constituée d'EDP ». Cette distinction permet de traiter le cas des EDA injection RPD qui ne programment pas et ne sont donc pas constituées d'EDP. Ces EDA envoient des offres spécifiques explicites et sont contrôlées par la méthode du rectangle simple. RTE rappelle qu'à partir du 1er janvier 2020, de telles EDA ne pourront plus faire d'offres spécifiques explicites, comme précisé à l'article 7.1 des règles.
Engie	Modification	4.5.1.1	Le terme "union" peut prêter à confusion (Concaténation ou intersection ?). D'après les discussions, c'est au sens Concaténation. Mais le premier point semble être relatif aux ordres standards et le second aux ordres spécifiques. SI c'est le cas, il faut être plus précis.	A partir de la date T… la plage de contrôle d'une EDA correspond aux périodes suivantes : - Activation standard : [H-30 ; H+60[- Activation sépcifique : ensemble des pas de temps 10' où VAT ou Vae est non nul.	La définition de la plage de contrôle a été précisée à l'article 4.5.1.1 : la première condition s'applique aux ajustements standard et la deuxième aux ajustements spécifiques.

Engie	Commentaire	4.5.1.1	<u>Fermeture de contrôle des ajustements</u> • Au-delà de la non neutralité du transfert BRP -> BSP lié au coefficient k (cf. point 1), la découpe des écarts par type d'acteur/d'action est clairement en défaveur des AA, tout au moins sur activation standard. • La fenêtre ainsi dimensionnée va en effet bien au-delà de l'ajustement lui-même. • Elle englobe un volume significatif d'écarts, potentiellement sans lien avec l'ajustement, alors même que l'AA n'a pas forcément les moyens d'agir. • L'impact peut être significatif également pour les EDA de type soutirage (cf. courbe de référence approximée par méthode Rectangle ou Historique). • Le volume résultant est en outre calculé et facturé individuellement, à un prix dépendant de facteurs indépendant de l'ajustement standard (Rémunération au prix d'offre au MA, susceptible de rehausser sensiblement le Prix Moyen Pondéré). • ENGIE souhaite que la fenêtre de contrôle de l'ajustement soit **davantage concentrée sur l'ajustement** (et éventuellement ses rampes) et **prennent en compte les particularités des ajustements des EDA non programmables**. • Proposition (sur activation standard) : fenêtre définie par les valeurs non nulles du PM (ou de PM – PA), d'autres mécanismes étant prévus pour inciter l'AA à déclarer un PM le plus réaliste possible.		RTE rappelle que le produit standard de RR est un produit 1 heure avec un DMO de 30 minutes, ce qui justifie une plage de contrôle pour les produits standard allant de H-30min à H+1h pour une offre activée sur [H ; H+1h]. RTE propose de ne pas modifier la plage de contrôle pour la version de règles proposée en saisine.
Engie	Commentaire	4.5.2.1.2.1	L'Acteur d'Ajustement vérifie ces données… : est-il nécessaire de décrire le cas d'une notification d'un "accord" sous 3 jours. C'est plutôt qu'il est nécessaire de remonter un désaccord sous 3 jours.		RTE est d'accord avec la remarque de Engie et propose de ne plus faire figurer dans les règles la notification par l'acteur d'ajustement au GRD d'un accord sous 3 jours des données de courbes de charge. Seul le cas du désaccord est mentionné.
Engie	Forme	4.5.2.3.1	Le paragraphe sur le Volume en écart devrait être décalé en 4.6		RTE note la remarque de Engie sur la définition du volume en écart avant la date T qui intervient à l'article 4.5.2.3.1 et non à l'article 4.6.

					Avant la date T, le calcul du Volume Réalisé des EDA concernant les Offres émanant des EDA Point d'Echange (article 4.5.3) est défini en fonction du volume en écart. Il fallait donc que cette notion soit définie avant l'article 4.5.3. En conséquence, RTE propose de ne pas décaler le paragraphe sur le volume en écart avant la date T. En revanche, après la date T, le calcul du Volume Réalisé des EDA concernant les Offres émanant des EDA Point d'Echange n'est plus défini en fonction du volume en écart et ce paragraphe sur le volume en écart pourra être entièrement décalé à l'article 4.6.
Engie	Forme	4.5.2.3.3	L'établissement du Vr se fait conformément à l'article 4.5.2.3 : n'inclut-il pas dans ce cas le volume NEBEF ? Renvoyer peut-être vers le paragraphe qui traite de la simultanéité MA/NEBEF.		L'article 4.5.2.3.3 traite du calcul du volume réalisé dans les cas de simultanéité : les renvois de cet article ont été modifiés pour renvoyer aux articles 4.5.2.3.1 et 4.5.2.3.2 qui traitent du calcul du volume réalisé avant la date T et après la date T. Au sein de ces deux articles, des renvois sont faits aux articles traitant du calcul de la courbe de charge et du calcul de la courbe de référence. C'est à l'article sur le calcul de la courbe de référence qu'est évoqué le Programme d'Effacement retenu ou volume NEBEF. (article 4.5.2.2.2.5)
Voltalis	Modification	4.5.2.2.1	Voltalis rappelle sa demande de pouvoir appliquer la méthode du Rectangle Algébrique Site à site, en vigueur sur NEBEF, sur le MA, notamment pour traiter les cas d'activations simultanées MA+NEBEF.		Les méthodes de contrôle du réalisé sont différentes entre le mécanisme NEBEF et MA compte-tenu des différences inhérentes aux deux produits.

					L'application de la même méthode sur le MA et sur NEBEF ne permettrait pas de distinguer les volumes affectés au MA et à NEBEF.
Voltalis	Commentaire	4.5.2.3.3	Voltalis rappelle que les contraintes qui continuent à être imposées sur les activations simultanées MA+NEBEF basé sur les intersections d'entités (>10% ou <90%) restent très fortes et contraignantes, en particulier au vu des segmentations en différents périmètres que peuvent imposer certains mécanismes de marché (comme l'appel d'offre effacement). Ces contraintes sont par ailleurs injustifiées, des solutions techniques simples étant accessibles, et cette demande est formulée depuis des années.	Des modalités d'affectation des volumes aux différents marchés peuvent être trouvées même dans les cas de recouvrement non encore autorisés. Cette affectation serait encore simplifiée si les mêmes méthodes de contrôle de réalisé étaient autorisées sur les marchés MA et NEBEF. Une méthode "site à site" tel que le Rectangle Algébrique Site à Site rend particulièrement simple le calcul sur chaque sous-ensemble des périmètres (yc leur recouvement).	RTE prend note de la remarque de Voltalis et rappelle que la simultanéité MA-NEBEF est en vigueur depuis le 1er janvier 2019 pour les EDA et les EDE qui ont plus de 90% de leurs sites en commun.

Valorisation des ajustements

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Commentaire	Général / Pas 5mn	Dans le rapport d'accompagnement à la présente consultation, RTE indique « qu'il est nécessaire de convertir les traces et programmes utilisés en temps réel, exprimés en puissance, en chroniques de volumes d'énergie au pas 5 minutes ». Selon l'ADEeF, cette conversion n'est pas nécessaire et il s'agit uniquement, à ce stade, d'un choix méthodologique de RTE de discrétiser tous les volumes en énergie et les valorisations associées au pas de temps 5 minutes. En effet, les calculs des volumes en énergie peuvent tout à fait être effectués au Pas de Contrôle (10 minutes à partir d'une date T, conformément au projet de règles), sans passer par une discrétisation au pas 5 minutes. De même, les calculs de valorisation peuvent être effectués sur la base des volumes d'énergie au pas 10 minutes, sans passer par une discrétisation au pas 5 minutes. Cette conversion des puissances en énergie au pas 5 minutes apparaîtrait nécessaire si le pas de programmation au pas 5 minutes s'avérait obligatoire. De ce point de vue, l'ADEeF rappelle la position de la CRE dans sa délibération du 12 juillet 2018 portant approbation des règles MA-RE v8.4 : « la CRE ne considère pas que la programmation, à moyen terme, sera obligatoirement réalisée au pas 5 minutes. La mise en cohérence du pas de programmation avec le passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes prévu par l'article 53 du règlement EB, certes nécessaire, n'implique pas une réduction automatique du pas de programmation à 5 minutes ». De même, dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage, la CRE demande à RTE « une évolution du pas de contrôle pour le mettre en cohérence avec le pas de règlement des écarts à 15 minutes », sans que cela n'implique, à ce jour, de réduction automatique du pas de contrôle du réalisé à 5 minutes.		RTE propose de maintenir une traçabilité des ajustements au pas 5 min et un pas de contrôle à 10 min, en cohérence avec les données utilisées aujourd'hui pour le contrôle du réalisé. Pour le passage à l'ISP 15 minutes, RTE se coordonnera avec les GRD et réintéerrogera l'ensemble des pas (programmation, contrôle du réalisé notamment).

			D'ores et déjà l'ADEeF juge souhaitable que les évolutions futures relatives au pas de programmation (réduction à 5 ou 15 minutes en cible), et son corollaire, l'évolution du pas de contrôle du réalisé (5 ou 15 minutes), en cohérence avec la réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes, tiennent compte de la disponibilité des données de comptage des GRD. En effet, l'ADEeF rappelle que la réduction du pas de mesure à 5 minutes soulève des questions pratiques, financières et juridiques : - Sur le haut de portefeuille, la collecte d'une courbe de charge au pas 5 minutes devra s'articuler avec les évolutions prévues dans le cadre de la réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes ; - Sur le bas de portefeuille, selon la délibération 2012-404 du 15/11/2012 de la CNIL, la collecte d'une courbe de charge à un pas inférieur au pas 10 minutes permet de « déduire de très nombreuses informations relatives à la vie privée des personnes concernées » et en conséquence, les dispositions de la loi Informatique et Libertés s'appliquent. Ainsi, que la donnée soit collectée par un GRD ou un opérateur, un tel pas de mesure soulève des questions relatives au respect de la vie privée au regard de la finalité poursuivie. Aussi, compte tenu de la complexité des problèmes soulevés, l'ADEeF propose à RTE que les gestionnaires de réseau se coordonnent pour préparer les évolutions à venir du pas de contrôle du réalisé, en particulier pour le passage à l'ISP 15 minutes.		
CNR	Commentaire	4.6.2.3.2	L'option 1 a été retenue dans un premier temps, avec engagement de mettre en œuvre l'option 2 à partir d'une date cible V. L'option 1 entraine des pertes d'opportunité pour les acteurs, ce qui n'est pas acceptable. RTE doit s'engager sur une date de mise en œuvre de l'option 2 au plus tôt.		Comme indiqué précédemment, les outils temps réel de RTE utilisés à date mettent en œuvre l'option 1. RTE propose donc de maintenir l'option 1 à l'horizon de mise en œuvre de TERRE et jusqu'à une date V. Ces modalités sont décrites à l'article 4.6.2.3.2.1 de la section 1. La cible est inscrite dans les règles et la date cible est indiquée dans le rapport d'accompagnement.

Direct Energie	Comment aire	4.6.2.4	Direct Energie considère qu'un pas de 5 minutes augmente inutilement la complexité des règles. Direct Energie est favorable à un pas de contrôle égal au pas de règlements des écarts (donc 30 minutes) et à défaut un pas de 15 minutes qui est en adéquation avec la taille des produits TERRE.		RTE propose de maintenir une traçabilité des ajustements au pas 5 min et un pas de contrôle à 10 min, en cohérence avec les données utilisées aujourd'hui pour le contrôle du réalisé.
Direct Energie	Comment aire	4.6.2.9.3	Pour calculer le niveau de pénalité, Direct Energie préfère prendre comme référence le prix spot plutôt que le PMP. En effet le prix utilisé pour la pénalité ne doit pas forcément refléter la tension du marché (c'est la valorisation au PRE des écarts d'ajustements qui a cette fonction). Il convient donc d'éviter d'utiliser en double le PMP comme référence pour les pénalités. Selon nous, le prix Spot (Day Ahead) semble mieux convenir, car bien moins volatile. A titre d'exemple, une défaillance à la hausse semble plus pénalisante qu'une défaillance à la baisse, ce qui nous parait anormal. En effet en cas de défaillance à la hausse, la pénalité est vraisemblablement élevée (PMP élevé quand tendance à la hausse) alors que pour une défaillance à la baisse, il est probable d'avoir un PMP faible voire nul donc une pénalité bien faible, ce qui nous semble adresser un mauvais signal ("il vaut mieux être long que court").		Historiquement, le niveau de pénalité était défini par rapport au prix d'offre. Avec l'introduction de l'offre standard et la possibilité d'activer plusieurs offres sur un même pas de temps pour une même EDA, la référence au prix d'offre est rendue complexe. Ainsi, afin de simplifier le calcul, RTE propose de définir le niveau de pénalité avec le PMP. RTE pourra étudier le comportement des acteurs suite à la mise en œuvre de cette proposition et pourra proposer, si nécessaire, une évolution de la définition du permettant de fiabiliser les incitations.
EDF	Forme	4.6.1.2.1.1	Préciser que Ve est défini au 4.5.2.3.1		Le renvoi au paragraphe 4.5.2.3.1 a été ajouté.
EDF	Forme	4.6.1.2.3	Formule erronée	Max (et non ma)	La formule a été corrigée
EDF	Comment aire	4.6.2.1	Il est nécessaire de décrire la façon dont RTE trace le PM théorique (référence circulaire entre 3.1.4.3 et 4.6.2.1)		RTE prend note de la demande. RTE indique que des éléments sont disponibles dans la documentation technique (notamment le guide TAO) et la complètera si nécessaire cette documentation technique relative au mécanisme ajustement. Des modifications ont été apportées à l'article 3.1.4.3.
EDF	Forme	4.6.2.2	Définition de PMe : mention erronée à PMt	Remplacer PMt par PMe	La correction a été apportée

EDF	Commentaire	4.6.2.3	EDF est favorable au principe proposé, c'est-à-dire de valoriser au prix marginal TERRE les ajustements sélectionnés par la plateforme et modifiés par RTE via un ajustement spécifique. Après la date V, il est à noter qu'il est théoriquement possible qu'il n'y ait pas d'offre spécifique en sens inverse de l'offre standard. Dans un tel cas, il faudra que RTE continue à prendre en compte le prix de l'offre spécifique de même sens. Ces situations vont conduire à valoriser des ajustements qui n'ont pas forcément été réellement activés (principe de priorité/filtrage en cas d'activations simultanées) : il faudra préciser comment ceci est pris en compte dans les publications mentionnées au 4.6.2.10.		La cible de RTE est d'appliquer l'option 2 après la date V. Dans le cas particulier où il n'y aurait pas d'offre spécifique en sens inverse de l'offre standard, RTE pourra en effet proposer d'appliquer l'option 1.
EDF	Commentaire	4.6.2.6.2	Cet article reprend, en les transposant après la date T, les Modalités particulières relatives aux Offres Exceptionnelles, Ordres à Exécution Immédiate et Offres Activées dans le cadre de tests, qui existent déjà dans les règles actuelles (cf. 4.6.1.1). Les modalités relatives aux tests ne sont cependant pas reprises, conformément à ce que laisse entendre le titre	Insérer un article 4.6.2.6.4 reprenant le 4.6.1.1.7 ?	RTE a rajouté la mention des activations pour cause tests.
EDF	Modification	4.6.2.9.1.2	**EDF n'est pas du tout favorable à la proposition de RTE de baisser le seuil de tolérance à 10%, et demande de conserver 20%.** Il convient en effet de distinguer deux objectifs : 1. Inciter les acteurs à exécuter les ajustements et prévenir RTE en cas de fortuit et d'impossibilité de mise en œuvre. RTE n'a pas démontré que le seuil actuel (20%) posait problème et devait être durci. EDF considère que cette valeur et les pénalités associées sont largement incitatives pour les acteurs d'ajustement. 2. Inciter les acteurs à communiquer à RTE précisément les performances des actifs. EDF rappelle que les actifs engagés dans l'ajustement sont des installations industrielles dont le productible ne peut être suivi au MW près. EDF considère que cet objectif est rempli par l'écart d'ajustement, qui sera de toute façon effectif au 1er MWh d'écart : il assure une incitation suffisante à réaliser l'ajustement et faire ses meilleurs efforts dans le suivi des performances des groupes de production.		RTE maintient sa proposition. Ce critère conduit : - à évaluer la défaillance pour chaque pas de contrôle (30') ; - à ne pas pénaliser un acteur qui suit parfaitement son PM ; - à définir la bande de tolérance en fonction du volume attendu ; - à introduire une bande de tolérance minimale de 1 MW, quelle que soit la puissance appelée ; - à évaluer la défaillance par rapport à la meilleure prévision de l'acteur, tenant compte des déclarations temps réel : si l'acteur subit un aléa technique et qu'il déclare un fortuit à RTE, la mise à jour du volume attendu sur les pas de temps suivant la déclaration permet d'annuler la défaillance.

			Les modalités proposées par RTE introduisent une double peine entre le mécanisme de pénalité et le mécanisme de perte de qualification. Cela exposerait les acteurs à des pénalités accrues qui devraient être intégrées dans les prix d'offre. Il en résulterait une augmentation des prix d'offres tant standards que spécifiques, sans aucun effet utile. EDF demande donc le maintien d'une tolérance de 20%. EDF considère qu'il est nécessaire de conserver des critères raisonnables de pénalisation sur les offres spécifiques/locales. En effet, ces offres ont pour objectif de remplir l'obligation d'offrir toute la puissance disponible et ainsi donner à RTE la visibilité sur la totalité des moyens accessibles, sans pour autant que le producteur ne soit en mesure de s'engager sur la faisabilité effective. De plus, ces offres spécifiques bénéficient d'une rémunération moindre (au prix d'offre et non au prix marginal). **En tout état de cause, et quel que soit le seuil qui sera retenu sur les offres standards, EDF demande donc pour les offres spécifiques :** - **le maintien du seuil actuel de 20% à pas 30'** - **le maintien du montant actuel de pénalité à 35% du prix d'offre et non 35% du PMP.**		Concernant la pénalité, historiquement, le niveau de pénalité était défini par rapport au prix d'offre. Avec l'introduction de l'offre standard et la possibilité d'activer plusieurs offres sur un même pas de temps pour une même EDA, la référence au prix d'offre est rendue complexe. Ainsi, afin de simplifier le calcul, RTE propose de définir le niveau de pénalité avec le PMP. RTE pourra étudier le comportement des acteurs suite à la mise en œuvre de cette proposition et pourra proposer, si nécessaire, une évolution de la définition du permettant de fiabiliser les incitations.
EDF	Commentaire	4.6.2.9.1.2	A noter, la date M' (PM sur les offres spécifiques – cf 3.1.4.2, prévue mi 2020) devrait être un prérequis pour la date U (baisse du seuil de tolérance – cf 4.6.2.9). La défaillance est par ailleurs définie à pas 30' et non 5' comme écrit au 2e alinéa.		RTE partage cette remarque. La date M' sera liée à la date U.
EDF	Commentaire	4.6.2.9.2	EDF est favorable aux dispositions du 4.6.2.9.1.2 destinées à corriger le biais de conversion puissance/énergie, i.e. min/max {VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} Cette correction doit cependant être prise en compte dans la détection d'une défaillance, mais également dans le calcul du volume défaillant.	Si VR < Σ min { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} - 10% Alors VDef = Σ (Vr - min { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2}) /6 Si VR > Σ max { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} +10% Alors VDef = Σ (Vr - max { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2}) /6	RTE partage cette remarque sur le plan théorique. Néanmoins, par souci de ne pas alourdir des formules déjà complexes, RTE propose de maintenir sa proposition. RTE pourra étudier le comportement des acteurs suite à la mise en œuvre de cette proposition et pourra proposer, si nécessaire, une évolution de la définition du permettant de fiabiliser les incitations.

EDF	Modification	4.6.2.9.3	Il est impératif de maintenir, comme cela est d'ailleurs prévu dans le document d'accompagnement au §6.8.1.2, la disposition actuelle qui prévoit que les pénalités ne sont pas appliquées dès lors que RTE a été prévenu (cf 4.6.1.2.3)	Dans le cas d'une exécution défaillante pour laquelle l'Acteur d'Ajustement a indiqué à RTE qu'il ne peut pas mettre en œuvre l'Ordre : - si l'information a été portée à la connaissance de RTE avant l'Instant d'Activation, la pénalité n'est pas appliquée ; - si l'information a été portée à la connaissance de RTE postérieurement à l'Instant d'Activation, le volume défaillant Vd retenu pour le calcul de la pénalité est calculé sur la période comprise entre l'Instant d'Activation et l'instant où l'Acteur d'Ajustement a été en contact avec RTE.	C'est bien ce qui est prévu. Si l'acteur subit un aléa technique et qu'il déclare un fortuit à RTE, la mise à jour du Programme de Marche effectif et du Volume Attendu Effectif sur les pas de temps suivant la déclaration permet d'annuler la défaillance.
EFET	Commentaire	4.6.2	Reducing the control period for BSP activations in order to allow a shorter control period than the current 30 minutes is a legitimate objective of TSOs. While this entails a number of operational adjustments on the BSP side, we are not opposed to such a reduction. The choice of a 10-minute control period, however, is very questionable. We have difficulties understanding how this will be compatible to the evolution towards a 15-minute imbalance settlement period (ISP). The implementation of national terms and conditions for balancing should not be the occasion for TSOs, and RTE in this particular case, to put in place requirements that will make the implementation of the EB GL more complex and that will justify further derogation periods.		En cohérence avec les données de comptage sur le MA, RTE maintient sa proposition. Ce pas sera réinterrogé au moment du passage à l'ISP 15 min. La défaillance reste évaluée au pas 30 min comme aujourd'hui.
Energy Pool	Forme	4.6.2.2	Mauvaise formule utilisée dans la définition du programme de marche effectif	Remplacer PMtEDAi par PMeEDAi	La correction a été apportée
Energy Pool	Forme	4.6.2.4	Quel que soit le sens de l'offre, une rémunération positive amène à un paiement de RTE à l'acteur d'ajustement, et une rémunération négative amène à un paiement de l'AA à RTE	Fusionner les deux paragraphes sans spécifier "Pour les offres activées à la Hausse" et "Pour les offres activées à la Baisse"	RTE maintient sa proposition telle que définie dans les règles et en cohérence avec le tableau 1 du code EBGL.
Engie	Commentaire	4.6	<u>Convention de programmation</u> • La convention de Programmation choisie par RTE est celle du « pas finissant ».		La convention de programmation est bien en pas finissant. Cela est dû notamment au fait que RTE équilibre en puissance.

			• L'avantage de cette convention est visiblement avant tout « opérationnel » pour RTE • Pour les acteurs : o Elle est moins intuitive o Elle génère artificiellement des écarts (même si ils se nettent sur un ajustement symétrique. Est toujours le cas ?) • L'intérêt d'une telle convention se pose, particulièrement dans le cas d'une programmation au pas 5'. • Dans quel cas cette convention s'applique ? dans quel calcul est-elle prise en compte ? • Que se passe-t-il lorsque nous ne sommes pas conformes à cette convention ? Cela semble décrit/utilisé nulle part ailleurs dans les règles.		
Engie	Forme	4.6.2.2	erreur dans la légende : où PMe et non PMt		La correction a été apportée
Engie	Commentaire	4.6.2.3.2.1 et 4.6.2.3.2.2	Les formules semblent correspondre à ce qui est décrit dans le document d'accompagnement, mais j'imagine que ce sera assez dure à comprendre tel quel dans les règles sans ce document.		RTE partage ce constat. Le rapport d'accompagnement sera sur CONCERTE et sur le site client le cas échéant. RTE s'attachera à proposer des fiches pédagogiques aux acteurs du marché.
Engie	Forme	4.6.2.6.1.1 et 4.6.2.6.1.2	redondant avec 4.6.1.1 ?		Cela a été doublé car le 4.6.1 est avant la date T et le 4.6.2 après la date T
Engie	Forme	4.6.2.6.2 et 4.6.2.6.3	redondant avec 4.6.1.1 ?		Cela a été doublé car le 4.6.1 est avant la date T et le 4.6.2 après la date T
Engie	Commentaire	4.6.2.8	<u>Transfert des déséquilibres d'ajustement aux Acteurs d'ajustement</u> • Pour ENGIE, la comptabilisation séparée des déséquilibres en fonction de leur nature et leur transfert de BRP à BSP doivent à minima **être neutres** pour la communauté BRP/BSP.		RTE en cohérence avec les règlements européens, sépare le rôle entre AA et RE, d'autant plus que le BRP peut être différent du BSP.

			• ENGIE propose donc que ce changement soit **adossé à une suppression du coefficient k dans la formule de calcul du prix des écarts** (Single Price) et invite à mener urgemment des réflexions pour voir comment apurer autrement et plus simplement le Compte Ajustement Ecart (CAE) en fin d'année. • En termes de calendrier, la CRE a d'ailleurs indiqué que la suppression du k était inscrite à l'ordre du jour des concertations 2019.		RTE confirme qu'une concertation sera menée en 2019 sur l'évolution de la formule du PRE et notamment le rôle du k, en cohérence avec la proposition ISH du règlement EBGL (article 52).
Engie	Comment aire	4.6.2.9.4	Paragraphe encore pertinent avec le principe de pré-qualification ?		La pré-qualification s'applique uniquement sur le standard. RTE propose de maintenir ce paragraphe dans cette version dans la mesure où toutes les capacités ne font pas l'objet d'une pré-qualification.
Engie	Suppressi on	4.6.2.9.1.2	Après la date U, le seuil de pénalité passe à 10% du Volume Attendu. ENGIE n'est pas favorable à la révision de cette valeur et demande à conserver le seuil de 20%		RTE maintient sa proposition. Ce critère conduit : - à évaluer la défaillance pour chaque pas de contrôle (30') ; - à ne pas pénaliser un acteur qui suit parfaitement son PM ; - à définir la bande de tolérance en fonction du volume attendu ; - à introduire une bande de tolérance minimale de 1 MW, quelle que soit la puissance appelée ; - à évaluer la défaillance par rapport à la meilleure prévision de l'acteur, tenant compte des déclarations temps réel : si l'acteur subit un aléa technique et qu'il déclare un fortuit à RTE, la mise à jour du volume attendu sur les pas de temps suivant la déclaration permet d'annuler la défaillance.
SGE	Forme	4.6.2.2	Le terme PmtEDA explicité sous la formule n'apparaît pas dans celle-ci. Le terme à expliciter est PmeEDA.		La correction a été apportée. Il s'agissait de Pme et non de PMt.
SGE	Forme	4.6.2.8	Il manque un indice « a » pour le PREan(t) dans la formule d'égalité des prix de règlement des écarts d'ajustement positifs, négatifs et du PMP		La correction a été apportée

SGE	Forme	4.6.2.7	Il manque un indice « t » pour le Volume Attendu Théorique dans le calcul de l'Ecart d'Ajustement Positif		La correction a été apportée
Uniper	Commentaire		<u>Cas particulier spécifique sur standard</u> Uniper maintient sa préférence pour l'option 3, qui permet une juste rémunération des offres activées et de limiter fortement les pertes d'opportunité. Uniper entend toutefois les contraintes techniques pour RTE liées à l'architecture SI en place. Uniper est dès lors favorable au recours à l'option 1 à court terme, sous réserve que l'option 3 soit définie comme cible et qu'un plan de mise en œuvre concret soit défini.		Compte tenu des différents retours, RTE maintient sa proposition. Les outils temps réel de RTE utilisés à date mettent en œuvre l'option 1. RTE propose donc de maintenir l'option 1 à l'horizon de mise en œuvre de TERRE et jusqu'à une date V. Ces modalités sont décrites à l'article 4.6.2.3.2.1 de la section 1. La cible est inscrite dans les règles et la date cible est indiquée dans le rapport d'accompagnement.
Uniper	Commentaire		<u>Calcul du volume commercial</u> Uniper maintient sa préférence pour l'option 2, qui permet notamment de mieux refléter le comportement des tranches de production.		RTE propose de maintenir sa proposition. Les deux options de calcul du volume commercial conduisent à des valeurs identiques au global. On observe simplement une distribution différente de l'énergie des pentes autour de H+15'. Cette différence est sans impact sur la valorisation dès lors que ces reports d'énergie s'effectuent dans la même plage de prix spécifique. Un effet marginal peut être observé sur les activations bordant le début ou la fin des plages de prix. RTE propose de retenir l'option 1, plus simple et sans impact financier majeur.

Publication des résultats du processus Ecarts en S+1

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Commentaire	-	Sur ce point, l'ADEeF se félicite du travail effectué en amont de la concertation entre les gestionnaires de réseau et les autres acteurs notamment en GT RecoFlux, qui a permis d'élaborer une proposition de règles ainsi que des modalités et des délais de mise en œuvre opérationnelle partagés.		NA
EDF	Commentaire	-	Il est indispensable pour les Responsables d'Equilibre d'avoir une boucle de retour la plus rapide possible sur la qualité de leur prévision et de pouvoir ainsi être très réactifs pour l'ajuster en cas de besoin. **EDF est donc très favorable à une réduction des délais de publication des résultats du processus Ecarts, pour passer d'un résultat S+3** (à partir des bilans de consommation transmis par les GRD en S+2) **à un résultat S+1.**		NA
EDF	Commentaire		RTE et les GRD proposent un processus aboutissant à la publication de l'écart RE à 23h59 le vendredi S+1. Il s'agit d'un progrès significatif par rapport à la situation actuelle, EDF souhaite cependant que les travaux soient poursuivis afin de viser une publication dès le vendredi 12h, ceci afin de pouvoir analyser ces données et les prendre en compte au plus tôt dans le recalage des modèles de prévision pour la semaine suivante.		Le système d'information de RTE lié au processus aboutissant à la publication de l'écart du RE est en cours de refonte afin d'optimiser la chaine applicative et permettre notamment la publication des écarts au plus tôt. Le délai annoncé au sein des règles permet d'avoir une marge en cas de problème technique. RTE tâchera de publier au plus tôt le résultat du calcul d'écart.
EDF	Commentaire	C.15.2	EDF tient à souligner que l'intérêt de cette publication anticipée est conditionné à sa qualité. Notamment, EDF s'inquiète d'une éventuelle dégradation par rapport à l'actuel S+3, en raison du délai de récupération des courbes de charge et des risques de non publication de la part de certains GRD. Il faut impérativement éviter la situation d'un S+1 dégradé, régularisé uniquement en M+1 voire M+3. EDF accueille donc très favorablement l'engagement des GRD pour une fiabilisation du processus. EDF demande que ces travaux fassent l'objet d'un suivi dans les instances de pilotage de la Reconstitution des Flux et préconise la mise en place de critères de suivi tels que :		Le calendrier proposé et le remplacement du S+3 par le S+1 est conforme aux retours des acteurs et vise à atteindre un S+1 iso qualité par rapport au S+3 actuel. (cf chapitre 7.3 du présent rapport) Nous confirmons que le suivi des engagements des GRD concernant la fiabilisation du processus sera suivi en GT Recoflux => Demande instruite par RTE au sein du programme de travail 2019 du GT Recoflux.

			- le taux de CdC ou le taux de consommation manquante, ou l'écart avec le M+6 ou M+12 ; - l'écart entre le coefficient de calage obtenu en S+1 par rapport au coefficient de calage en M+6 ou M+12. En fonction des résultats obtenus, EDF souhaite qu'une seconde publication d'écart en S+3 soit maintenue au moins transitoirement. Idéalement, cette phase transitoire devrait être la plus courte possible, les GRD adaptant leurs processus pour être en mesure de publier dès S+1. Elle devra cependant être maintenue, sans limitation de durée, tant que le S+1 ne sera pas de qualité suffisante. Afin de minimiser les conséquences sur la qualité de l'écart RE et du calage spatial en cas de non publication ou de transmission de données erronées par un GRD (détectée par RTE et signalée au GRD - cf C.17.1), EDF est favorable à ce que RTE procède à une substitution par recopie des données équivalentes J-7. Les analyses présentées par Enedis dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage ont en effet mis en évidence que ceci améliorait la qualité du coefficient de calage. A défaut, EDF est favorable à la proposition de RTE de continuer à publier un coefficient de calage indicatif tenant compte de cette substitution.		Au sein de l'appel à contribution et des GT Recoflux et MA RE, la majorité des acteurs privilégie un passage en S+1 commun pour tous les GRD. En effet, le maintien d'une publication d'écart en S+3 de manière transitoire est non négligeable pour les RE et les gestionnaires de réseau (Impacts trésorerie, opérationnels et du système d'information). Enfin, comme indiqué en GT Recoflux et MA RE, RTE souligne que chaque gestionnaire de réseaux est responsable de ses données et peut appliquer un dispositif de correction afin d'améliorer la qualité de ses données pour atteindre l'échéance du S+1. RTE procèdera à une recopie des données équivalentes J-7 de ses propres données RPT pour les points manquants liés aux courbes de charges des postes sources transmises aux différents GRD. RTE continuera également à calculer le coefficient de calage complémentaire calculé en remplaçant les données manquantes des GRD. Ce coefficient n'est pas utilisé pour la reconstitution des flux RPD et lors de la facturation des écarts de RE.
EDF	Commentaire		A la date d'application de cette évolution, 2021, le profilage dynamique[5] ainsi que la valorisation de la réconciliation temporelle au prix de règlement des écarts auront été mis en place. EDF réitère sa demande que soient étudiés, dans le cadre des instances de gouvernance de la reconstitution des flux, les deux évolutions suivantes : - Une convergence progressive du processus Ecarts et du processus Recotemp : o utilisation aux Ecarts des Facteurs d'Usage encadrants, comme en Recotemp ;		Retour d'Enedis et RTE : Comme évoqué dans le programme de travail 2019 du GT Recoflux, cette demande sera traitée : - en GT RecoFlux pour ce qui relève des choix des FU et de l'accélération des processus - en CGP pour ce qui relève du modèle cible RecoFlux

[5] Il conviendra d'ailleurs de décrire cette évolution dans les Règles (chapitre F)

			○ modalités de bouclage (calage) cohérente avec celles appliquées lors de la Recotemp. - A terme avec l'utilisation des index quotidiens Linky, une fusion des deux processus Ecarts et Recotemp, en un seul processus calculé à un pas quotidien		
EDF	Commentaire	C.15.4.1	EDF considère que l'échéance de mise à disposition des courbes de charge des sites RPT est trop tardive : - avec le passage sous IP des comptages, les données de comptage seront disponibles au plus tard en J+1 - le Volume Attendu effectif est déjà disponible à cette échéance, il est donc possible de publier la « consommation ajustée » sans attendre S+1 ou S+2 (elle est ensuite mise à jour à partir du réalisé)	Publication des CDC des sites RPT en J+1	Les règles précisent des échéances de publication au plus tard. Comme indiqué au GT MA RE du 20 octobre 2017, RTE poursuit ces travaux liés à l'ouverture de nouveaux services de données. Avec le passage sous IP des comptages, RTE met à disposition les données de comptage au plus proche temps réel. Un nouveau service est également prévu pour les RE afin de mettre à disposition leur consommation ajustée, calculée au fil de l'eau à partir des données brutes de comptage RPT. Ce service sera présenté en GT MA RE en 2019 et son ouverture est prévue en fin 2019/début 2020.
EDF	Modification	C.15.4.3.2	RTE a supprimé ici les données relatives au BGC « non calé » (également citées en C.15.4.2) : EDF demande que la publication de l'ensemble des constituants du BGC reste assurée dans un seul et même flux		Le C.15.4.2 précise les données reçues par les GRD et mises à dispositions par RTE. Ce chapitre a été mis à jour afin de préciser que ces données sont accessibles par les RE et par les GRD également. Le C.15.4.3.2 précise les données calculées par RTE et mises à dispositions par RTE. Pour éviter les redondances, RTE a supprimé du C.15.4.3.2 les données relatives au BGC « non calé » car ces dernières ne sont pas calculées par RTE. Cependant RTE confirme que la publication de ces courbes est maintenue conformément au C.15.4.2.
EDF	Ajout	E.58	Ajouter la publication par le GRD des profils dynamiques le mercredi de S+1		Retour d'Enedis : Cette publication est évoquée dans le chapitre F et les modalités sont précisées dans le catalogue de prestations RE : https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-NOI-CF_34E.pdf (p.12)

Engie	Commentaire	C12	• Lors des dernières consultations sur ce sujet, ENGIE faisait part de ses craintes quant à une possible dégradation de la qualité des données publiées en anticipé (S+1). • ENGIE comprend que les éléments ci-dessous seront mis en place avant bascule en 01/2021 : o Généralisation des compteurs IP pour les postes sources RTE ainsi que chez ENEDIS. Ces dispositifs de télérelève fiabilisent sensiblement, d'après les premiers REX, la collecte des données, en nombre de courbes de charges reçues à J+1 et en complétude de données. o Généralisation de la collecte par courbe de charge (totale pour sub-110 kVA, partielle pour les sub-36kVA) o Mise en place des moyens permettant aux GRD d'absorber ces nouvelles données télérelevées o Refonte totale du processus de reconstitution des flux • ENGIE comprend d'autre part que des REX réguliers seront organisés à partir de 2020 en GT Recoflux pour contrôler et suivre la qualité des données remontées. ENGIE encourage fortement cette proposition. • Au vu de ces nouveaux éléments, ENGIE appuie la proposition de RTE de remplacer le processus actuel par un processus en S+1 pour l'ensemble des GRD pour les livraisons postérieures au 02 janvier 2021.		Retour d'Enedis : Tout d'abord, Enedis, comme les autres GRD, se sont engagés à mettre en œuvre tous leurs moyens pour maintenir en S+1 une qualité proche de la qualité actuellement observée en S+2. Le programme de travail du GT Recoflux de l'année 2019 indique qu'un REX sur les données collectées par IP est prévu pour quantifier cette qualité. A date, les éléments à disposition d'Enedis montrent que le déploiement IP conduira à un maintien de la qualité des données collectées. Par ailleurs, les questions relatives au rythme de déploiement IP seront apportées dans le cadre du GT Comptage évolué. Enfin, comme évoqué lors du GT du Case du 4/10 dernier, la généralisation de la courbe de charge des >36 kVA se fera pour Enedis en deux jalons : fin 2020 pour le >110 kVA et fin 2022 pour le >36 kVA. RTE confirme qu'au rythme actuel de déploiement, plus de 90% des postes sources bénéficieront du comptage connecté sous IP d'ici fin 2020. Ce déploiement sera suivi dans le GT Comptage & Donnée.

Transparence

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Modification	4.10.1.1	1er tableau - la date de publication définitive de l'indicateur 33 n'est pas cohérente avec les indicateurs 30-31-32 - Indicateur 64 : ajouter, comme c'est le cas actuellement, la liste des GRD en RE bouclant et la liste des GRD appliquant les dispositions normales de profilage Ajouter les pas de temps ayant fait l'objet d'un délestage ou baisse de tension, pour lesquels le prix plancher EPEX est intégré dans le calcul du PRE (cf 5.1)		La date de publication définitive a été corrigée en ce sens. L'indicateur 64 a été corrigé en ce sens RTE propose d'étudier la possibilité de publier ex post les pas de temps ayant fait l'objet d'un délestage ou baisse de tension pour motif P=C.
EDF	Modification	4.10.1.1	2e tableau La publication n°2 correspond-elle - au prix limite (maximum à la hausse / minimum à la baisse) de la demande adressé à RTE cf 4.4.3.1 ? - ou au prix de clearing TERRE pour la zone France ? Les deux doivent être publiés, de plus ajouter les publications suivantes : - Le volume d'offres filtrées par RTE - Les capacités transfrontalières disponibles pour TERRE - Les capacités transfrontalières utilisées par TERRE Le volume effectivement servi par TERRE à RTE et le volume à livrer par RTE à TERRE, en distinguant les volumes en France et par frontière		La publication n°2 correspond bien au prix maximum associée au volume d'énergie demandée par RTE à la plateforme européenne d'énergie d'équilibrage mais ne correspond pas au prix de clearing de la plateforme TERRE pour la zone France. La publication des capacités transfrontalières est hors du scope des règles MA-RE. Un certain nombre de publications sont déjà disponibles à ce lien http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_capa.jsp Il n'est pas possible de distinguer si une activation en France pour un besoin TERRE répond à un besoin Français ou un besoin étranger.
EDF	Commentaire	4.10.1.4	3e composant – EDA point d'échange : il semble que de telles EDA ne sont pas activables dans le cadre d'une CMOL (modèle TSO-TSO)		L'article 35 du code Electricity balancing précise les modalités d'existence des EDA Point d'échange lorsque des CMOL existent.

EFET	Commentaire	4.10	EFET welcomes the proposed transparency measures, which are actually implementing the transparency requirements on standard products from the EBGL. EFET would like to remind however that given the important use of specific products in France and, in particular, given the fact that the MA is used for both balancing and system constraints, the French balancing mechanism must go beyond these basic transparency requirements. We already commented on the necessary transparency evolutions of the French balancing mechanism in our answer to the "green book" consultation. As we expressed at numerous occasions in the past, the use by RTE of margin calls for either congestion management or balancing purposes is still completely opaque. This results in a meddling of the balancing and congestion management accounts, likely leading to BRPs supporting the costs of congestion management that should normally fall in the TSO budget. Concretely, EFET would welcome the following (non-exhaustive list): • A publication with hourly granularity of the expected needed margins in D-1 • A publication with hourly granularity of the foreseen available margins in D-1 • A systematic publication of the actions undertaken by RTE in order to create margins, as well as the activation purpose (balancing, congestion, margin) • A publication of the merit order (volume, price – anonymously) for the margins offered • An indicator of the system state (overall position of the system) in real time		Des travaux complémentaires ont été initiés pour renforcer la transparence du modèle marge. Une expérimentation a notamment eu lieu l'hiver dernier (2017-2018) avec une actualisation des marges requises et disponibles en infra-journalier à 1h et 5h pour les plages du soir et du matin ainsi qu'une actualisation complémentaire à 14h pour la plage du soir. En complément, RTE poursuit les travaux sur les marges et mène une nouvelle expérimentation cet hiver (cf rapport d'accompagnement) Conformément à l'article 12 du code Electricity Balancing, RTE publiera sur la plateforme Transparency les offres déposées ainsi que l'état du système au plus tard 30 minutes après le temps réel.
Energy Pool	Modification	4.10.1.1	Les volumes affichés dans le cadre de la transparence sont-ils des Volumes Commerciaux (comme indiqué pour les lignes 4 et 5) ou des volumes réalisés (ce qui justifierait une publication définitive en M+12 comme indiqué dans le document)	Rendre cohérent les types de volume précisés dans le cadre de la transparence. Les volumes réalisés semblent plus pertinents, mais il pourrait être intéressant de présenter le delta entre les volumes réalisés et les volumes commerciaux sur ces mêmes catégories de telle sorte que la fiabilité des activations puisse être publique	Merci pour ce retour. Le terme a bien été corrigé suite à votre retour.

Engie	Modification	4.10.1.4	La contribution des offres standards semble correspondre à la ligne "Energie à activer par RTE à la suite de demandes d'activation émises par une liste de préséance économique commune". Le prix associé est "Prix de la liste de préséance économique pour la zone de prix France". Une publication des 2 points : - Est-ce bien cette ligne qui correspond à TERRE ? car si oui, ne peut-on pas le formuler plus simplement/clairement ? - Toutes les énergies activées sur TERRE ne doivent pas être prises en compte dans le PMP. Uniquement celles utilisées pour le besoin d'équilibrage FR. Est-ce bien le cas ?	Activations TERRE pour le besoin d'équilibrage FR, au prix de clearing TERRE de la zone FR	Non cette ligne correspond aux offres à activer par RTE à la demande de TERRE. Cette ligne permet d'insensibiliser le calcul du déséquilibre et le calcul du PMP des actions menées par RTE à la demande de TERRE mais qui ne correspondent pas au besoin France. Uniquement les actions pour le besoin d'équilibrage France sont prises en compte. Dans le tableau, nous insensibilisons des actions menées en France pour un besoin étranger (cf rapport d'accompagnement des règles MA-RE v8)
Engie	Commentaire	4.10	ENGIE accueille favorablement les nouvelles mesures proposées, qui sont la mise en œuvre de prérogatives de transparence issues de la guideline. • Engie souhaite cependant rappeler qu'un élément crucial manque à la proposition. En 2017 lors de la consultation livre vert, ENGIE avait signalé que le "modèle marge" ne peut fonctionner efficacement que si une transparence totale est garantie sur les actions prises par RTE en amont de la fenêtre opérationnelle, afin de reconstituer les marges, sont publiées. • Ces publications doivent avoir lieu au moment de l'activation (et pas ex post). ENGIE souhaite donc savoir quand ce point pourra être traité. Cela fait maintenant un an et demi qu'ENGIE attend une réponse à cette proposition. • RTE pourrait également améliorer les publications sur l'état du système (de la zone) en temps réel, comme le font ELIA et TENNET.		Des travaux complémentaires ont été initiés pour renforcer la transparence du modèle marge. Une expérimentation a notamment eu lieu cet hiver avec une actualisation des marges requises et disponibles en infra-journalier à 1h et 5h pour les plages du soir et du matin ainsi qu'un calcul complémentaire à 14h pour la plage du soir. En complément, RTE poursuit les travaux sur les marges et mène une nouvelle expérimentation cet hiver (cf rapport d'accompagnement). RTE prend note de la note et propose de poursuivre la concertation sur le sujet de la publication des offres au moment de l'activation. Aujourd'hui, RTE publie le déséquilibre 5 minutes après la fin du pas de temps de règlement des écarts.

NEBEF

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Suppression	7.2.2.3	Le cas de l'activation simultanée pour les EDA/EDE 10% semble ne pas être une évolution prioritaire à date, ni pour le MA ni pour NEBEF. Pour faciliter la lecture, nous proposons de supprimer cette évolution des règles, et de la renvoyer en annexe.	Supprimer le paragraphe, ou le renvoyer en annexe : "A partir de la « Date D'» Notifiée par RTE aux Acteurs, dans les cas où l'ensemble des Sites de Soutirage constituant l'EDE étant également constitutif d'une Entité d'Ajustement représente moins de 10% du nombre de Sites de Soutirage [...] activée simultanément."	Certains acteurs sont favorables au déploiement de la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10%. Ainsi, RTE propose de ne pas supprimer cette évolution des règles.

Autres évolutions

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Commentaire	Général	L'ADEeF constate que différentes dates de mise en œuvre des évolutions à venir existent dans les règles MA-RE, ce qui peut nuire à leur lisibilité. Certaines évolutions apparaissent aujourd'hui en suspens (telles que les méthodes de contrôle du réalisé « Historique » et « Prévisions » pour les EDA soutirage profilées, la simultanéité MA-NEBEF dans le cas d'un taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10%), car moins prioritaires au regard de la multitude des évolutions à mettre en œuvre dans le cadre de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant approbation de la feuille de route de l'équilibrage. L'ADEeF serait d'avis de les supprimer des règles, pour en faciliter la lecture et la compréhension, quitte à les renvoyer en annexe, afin de ne conserver que les évolutions dont on sait qu'elles seront mises en œuvre à court-moyen terme. A l'inverse, d'autres évolutions (telles que la simultanéité MA-NEBEF dans le cas d'un taux de recoupement EDA/EDE supérieur à 90% et EDA=EDE, la précision de la résolution du programme d'appel par le RP, la suspension du contrat d'un RE) vont être mises en œuvre très rapidement après l'entrée en vigueur des règles MA-RE V9. L'ADEeF serait d'avis de ne pas préciser de date de mise en œuvre pour ces évolutions.		Les dates A et A' ont été supprimées des règles, puisque la simultanéité MA-NEBEF dans les cas où l'EDA et l'EDE sont identiques ou ont plus de 90% de leurs sites en commun est entrée en vigueur le 1er janvier 2019. Certains acteurs sont favorables au déploiement de la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10%. Ainsi, RTE propose de ne pas supprimer cette évolution des règles et de laisser la date de mise en œuvre mentionnée. Concernant le dernier point évoqué par l'ADEeF, RTE supprime les dates des règles lorsqu'elles ont été mises en œuvre. Pour la version mise en saisine, RTE propose donc de garder les dates pivots même si elles arriveront peu de temps après l'entrée en vigueur des règles. De plus, si RTE supprime ces dates pivots, il pourrait exister un vide sur la période [date pivot ; date de mise en œuvre des règles], ce qui n'est pas acceptable.
EDF	Commentaire	Général/Calendrier	La publication du « Livre vert » en 2016 et la délibération de la CRE portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage en juin 2017 ont permis de fixer un cadre d'ensemble cohérent des évolutions engagées dans les versions successives des règles. EDF souhaite que RTE publie une version actualisée de ce calendrier, en particulier en précisant les échéances envisagées pour le passage à 48 guichets de programmation et de Replacement Reserve.		Des ateliers techniques seront organisés tout au long de 2019, en amont de l'arrivée de la plateforme TERRE afin de préparer au mieux les changements requis.

			L'ensemble de ces évolutions s'accompagne nécessairement de changements importants des processus opérationnels et systèmes d'information, sur lesquels une visibilité pluriannuelle est nécessaire. L'engagement de ces évolutions nécessite l'élaboration d'un plan d'affaire mettant en regard les coûts associés et les bénéfices escomptés (accès à un marché plus large et rémunération au prix marginal), en tenant compte des contraintes et restrictions imposées (qualification, filtrage, écarts, pénalités). Il est important de disposer d'une visibilité suffisante sur le périmètre des évolutions et de ne pas ajouter de contraintes en cours d'implémentation. EDF apprécie la démarche engagée par RTE de partager en amont avec les acteurs sur la déclinaison opérationnelle et les règles SI dans le cadre d' « Ateliers Techniques » et appelle RTE à poursuivre cette démarche afin de préparer les nombreuses mises en service à venir.		
EDF	Commentaire	Général	EDF considère que la proposition de RTE ne constitue pas une mise en œuvre appropriée de l'obligation introduite par le règlement européen « Electricity Balancing » d'établir des plateformes d'échanges liquides tirant parti d'une concurrence équitable entre tous les acteurs au niveau transfrontalier. En effet, de nombreuses caractéristiques du design proposé font obstacle à cet objectif de liquidité et concurrence équitable : (i) les critères très contraignants de qualification vont largement au-delà des caractéristiques des produits standards définis au niveau européen (ii) les larges possibilités pour RTE de ne pas partager les offres standards, qui plus est sans compensation de la perte d'opportunité pour les acteurs, reviennent *in fine* à conserver la priorité aux offres spécifiques pour l'équilibrage du système électrique français malgré les efforts d'implémentation consentis par l'ensemble des acteurs. Ainsi, même si certains aspects, tels que la prise en compte des programmes de marche des acteurs pour le contrôle ou le raccourcissement des délais de publication des écarts, sont positifs, EDF considère que la proposition de RTE doit être revue avant le démarrage de la plateforme sur les modalités de qualification et de filtrage. En particulier, le processus de qualification doit être mis en cohérence avec les caractéristiques du produit standard, sans imposer un profil de variation précis.		Cf rapport d'accompagnement

EDF	Commentaire		EDF souhaite que le maintien de deux systèmes d'offres en parallèle (standard/spécifique) ne fasse pas porter aux acteurs une complexité excessive. En particulier, EDF demande de limiter au strict nécessaire toute évolution apportée aux ajustements « spécifiques » (ne pas imposer d'exigence d'envoi de Programme de Marche, ne pas durcir la bande de tolérance actuelle de 20%) et de ne pas exposer les acteurs à des pénalités lorsque la coexistence d'ordres d'activation standards et spécifiques portant sur la même EDA et la même fenêtre de livraison a conduit à l'infaisabilité de l'offre standard ou à une contradiction dans les ordres transmis par RTE.		Cf rapport d'accompagnement
EFET	Commentaire	Général	The European Federation of Energy Traders (EFET)1 thanks RTE for making the draft RE-MA rules version 9 available for comments before their submission to CRE. We note that a vast number of concerns we raised in our response to the RTE consultation on the draft rules in May 2018 have not been addressed by RTE, neither by modifying the draft rules nor by providing explanations for not taking our points on board. We also observe that on a number of questions that RTE posed back in the spring – concerning bid filtering notably – RTE does not seem to have progressed in its reasoning despite the input provided by us and other market participants. We urge RTE to seriously reconsider the draft rules on a number of provisions as we highlight below.		Cf rapport d'accompagnement
Engie	Commentaire	Général	ENGIE salue l'effort fourni par RTE pour l'élaboration de cette évolution majeure des règles MA/RE, fruit d'un travail de longue haleine ayant nécessité une grande opiniâtreté. Nous tenons également à remercier RTE pour son accompagnement et sa disponibilité tout au long de la phase préparatoire, nous permettant d'appréhender TERRE dans les meilleures conditions.		N/A
EDF	Modification	2.3	La mise en œuvre du règlement relatif à l'équilibrage et la déclinaison des plateformes européenne d'échange d'offres conduisent – et vont conduire - à des évolutions importantes des règles. Afin d'assurer la bonne appropriation de ces évolutions par les acteurs et la qualité de leur contribution, EDF appelle RTE à laisser un temps suffisant de consultation. En l'occurrence, **EDF considère que des évolutions majeures des règles requièrent un délai de consultation de 2 mois**.	Prévoir un délai de consultation d'au moins 2 mois	RTE prend note de la demande. Un temps de consultation étendu au-delà de 1 mois règlementaire sera proposé à chaque fois que le contraintes de calendrier le permettront afin d'assurer la bonne appropriation de ces évolutions par les acteurs.

			EDF préconise que le processus de concertation prévoie une diffusion systématique du projet de règles préalablement à sa mise en consultation formelle, afin de résoudre en amont les éventuels problèmes de formulation et de compréhension, et ainsi contribuer à la qualité du texte définitif. EDF observe par ailleurs que le corps des règles est de plus en plus complexe : afin de faciliter la lecture, il serait judicieux d'y adjoindre un document explicatif maintenu à jour à chaque version (au-delà des documents d'accompagnement de chaque évolution qui ne décrivent que les changements).		RTE prend note de la demande d'un document explicatif d'aide à la lecture des règles et y travaillera pour répondre à la demande.
Energy Pool	Commentaire	2.15.3	Energy Pool constate qu'avec de tels arrondis, RTE ne peut pas s'assurer du respect des DMO courts (pour des DMO longs l'impact est en effet plus négligeable). Par exemple, pour un ordre d'activation immédiate envoyé à 9h14 avec un DMO de 13 minutes, l'acteur n'a aucun intérêt à s'activer à 9h27 mais plutôt à 9h30 puisqu'il ne sera rémunéré qu'à partir de cette heure-là. Cela semble problématique pour des EDA réservées dans le cadre de la RR-RC pour lesquelles RTE a a priori besoin que l'activation commence au plus tard 13 minutes après l'appel	Des discussions sont actuellement en cours pour gérer ce point côté SI, mais Energy Pool suggère que ce point soit aussi étudié dans le cadre des règles elles-mêmes	RTE comprend le point évoqué par Energy Pool et confirme qu'il ne sera pas uniquement traité en atelier technique. Ce sujet sera évoqué lors de la prochaine concertation qui a débuté avec le GT du 25 janvier 2019.
ADEeF	Formulation	4.2.4.1	**Constitution d'une EDA** Il faudrait préciser "Site d'Injection" dans le titre, car seuls les sites d'injection sont concernés par les conditions de rattachement déclinées dans le paragraphe. L'absence de cette précision prête à confusion, d'autant que le paragraphe suivant, "Identification du Groupe de Production ou du Site" s'applique à tous les types de sites (soutirage, injection).	4.2.4.1 Conditions préalables à toute procédure de rattachement d'un Groupe de Production ou d'un Site d'Injection	RTE propose de conserver la formulation initiale.
EFET	Commentaire	5.1	We would like to share our disappointment with the lack of progress on the suppression of the "k factor". In the "green book" consultation, CRE proposed that the suppression would be investigated in 2018. To our knowledge, this topic has been postponed to discussions in 2019. In the current proposal, the "k factor" disappears on the BSP side (activation adjustments, 6.7.4) but remains on the BRP side (Imbalance settlement, 9.2). There is hence still no single imbalance price for BRPs.		Lors de la délibération du 22 juin 2017, la CRE a demandé à RTE d'instruire en 2019, en concertation avec les acteurs, l'opportunité d'une évolution du prix de règlement des écarts. De plus, une proposition tout GRT a été soumise aux régulateurs le 18 décembre 2018 afin d'harmoniser le règlement de déséquilibre (Art 52 EGBL)

			As stated in our position on latest draft EB GL, the option that remains in the text of the Guideline for TSOs to propose dual pricing for imbalances is prone to maintaining inefficient price signals from the balancing timeframe. Dual pricing has the potential to blur the price signals emerging from the balancing market, and runs the risk of creating a barrier for new entrants or market participants with small portfolios. It may also be a deterrent to the application of balancing responsibility for intermittent renewable energy sources in view of their full integration into the market. EFET calls for the full suppression of the "k" factor in order to have one single price of energy in real time. Having a correct price signal in real time is crucial for dispatch and investment decisions.		A la suite de cette proposition, RTE concertera la déclinaison de cette proposition au niveau nationale courant 2019.
EDF	Modification	5.10	Les charges et recettes liées à l'écart d'ajustement doivent être intégrées au compte ajustements-écarts		Effectivement, nous avons ajouté ces charges et recettes.
EDF	Forme	5.10.3	Il semble préférable de ne pas utiliser le terme « Position » dans une acception différente de ce que prévoit l'article 2(16) d'EBGL	Remplacer « Position » par « factures d'écart » ?	En effet, RTE partage cette préconisation. Cependant pour des raisons d'homogénéisation, RTE propose de modifier cet article lors de la prochaine version des règles suite à l'instruction de l'application de l'article 54 permettant de définir le découpage du calcul d'écart en sous maille. Cette instruction aura lieu en 2019.
EDF	Ajout	7	Dispositions transitoires : EDF demande d'ajouter ici le tableau récapitulatif des dates d'application ultérieures, de préciser les dates prévisionnelles, le préavis applicable, et pour chacune d'elles de lister les articles concernés. EDF observe que ce calendrier conduira à multiplier les montées de versions et situations provisoires	Intégrer la liste des dates dans les Règles Suggestion : dans un but de lisibilité, les classer par ordre chronologique.	RTE a complété les informations concernant les dates dans le rapport d'accompagnement (ajout du délais de prévenance)
EDF	Commentaire	7	EDF observe que la mise en œuvre de TERRE et les évolutions associées représentent 8 échéances (M, M', P, T, U, V, X, Y) en 2019 et 2020. Il est donc impératif que RTE confirme le plus en amont possible ces dates d'application (le préavis de 1 mois indiqué à plusieurs reprises dans le projet de Règles n'est pas acceptable pour les acteurs de marché), et évite d'éventuels décalages trop fréquents (EDF tient à souligner que de tels décalages sont sources de		RTE souhaite donner un maximum de visibilité aux acteurs en vue de préparer au mieux les évolutions nécessaires.

			surcoûts et de risques opérationnels accrus, et plus encore s'ils conduisent à intervertir des étapes). EDF souhaite que RTE : - simplifie ce calendrier en groupant autant que possible les dates - donne une visibilité continue sur l'évolution du calendrier EDF apprécie la démarche engagée par RTE de partager en amont avec les acteurs sur la déclinaison opérationnelle et les règles SI dans le cadre d' « Ateliers Techniques » et appelle RTE à poursuivre cette démarche afin de préparer les nombreuses mises en service à venir.		Pour les évolutions importantes, un préavis supérieur à 1 mois (2 ou 3 mois) sera prévu afin de permettre aux acteurs d'avoir le maximum de visibilité. Le calendrier est mis à jour à chaque consultation afin la meilleur vision à date pour la notification de la date.
ADEeF	Commentaire	Section 2 B.5.1	Pourquoi supprimer le point 8, "la décision par laquelle la CRE approuve la section 2 des Règles est publiée au Journal officiel de la République française ;" alors que cette disposition est conservée pour la section 1?	harmoniser la section 1 et la section 2, en supprimant la mention dans les 2 le cas échéant.	Merci pour votre retour, la suppression a été annulée
EDF	Commentaire	B.5.1	Pourquoi la publication au Journal Officiel de l'approbation des règles est-elle supprimée (mais maintenue en section 1 article 2.3) ?		Merci pour votre retour, la suppression a été annulée
EDF	Modification	B.5.1	Délai de consultation: cf remarque formulée en 2.3	Prévoir un délai de consultation d'au moins 2 mois	RTE prend note de la demande. Un temps de consultation étendu au-delà de 1 mois règlementaire sera proposé à chaque fois que le contraintes de calendrier le permettront afin d'assurer la bonne appropriation de ces évolutions par les acteurs.
EDF	Commentaire	C.8	Les règles MA-RE prévoient une gestion des périmètres RE (rattachement ou retrait de site) à maille mensuelle. Certains contrats d'achat ou vente d'énergie peuvent néanmoins être conclus avec une date d'effet ou de fin non synchronisée avec un mois ou être résiliés par anticipation. EDF souhaite donc que RTE engage une réflexion pour que les mouvements du périmètre RE puissent être définis en cours de mois, pour être synchronisés avec le contrat d'achat ou de vente. EDF souhaite également que les règles MA-RE mentionnent explicitement la possibilité pour l'injection d'un site d'être rattaché à deux RE différents		Ces demandes ne font pas parties du périmètre d'évolution de ce projet de règles MA RE. Cependant, RTE prend note de la demande d'EDF. Ce sujet pourra être instruit dans le cadre de la concertation MA RE. Enfin, RTE précise que conformément aux règles MA RE, la règle d'exception de « double rattachement » est précisée au sein de l'article C.8.3.5.

EDF	Forme	C.11.8.2	Homogénéiser la définition de « Volume activé » avec celle de « Volume réalisé » A noter, le terme de « contrôle de/du réalisé » est remplacé par « calcul du volume réalisé » dans la section 1 (cf § 5.1 du document d'accompagnement), alors qu'il est encore cité à plusieurs reprises dans la section 2.	*Volume Activé [Sens M] (X) le volume d'énergie activée dans le Sens M au périmètre de X sur le Pas Demi-Horaire concerné.* **Le Volume Activé est défini en énergie, il reflète la contribution de X dans le Volume Attendu effectif (VAe) de l'EDA J**	RTE a pris en compte ces propositions de révision.
EDF	Forme	C.11.8.4 C.11.8.5	Par lisibilité, il serait utile de préciser les échéances de contrôle de réalisé en faisant explicitement mention aux échéances de publication d'écart. EDF comprend que le nouveau processus d'échanges de données entre GRT et GRD permettra de le prendre en compte dans l'écart M+1 à partir de 2020.		RTE confirme qu'à partir de 2020, le nouveau processus d'échanges de données entre GRT et GRD permettra de prendre en compte au sein du calcul d'écart M+1 les ajustements/Nebef post contrôle du réalisé RTE. Afin d'éviter les redondances, RTE propose de ne pas ajouter les échéances de contrôle de réalisé au sein de la section 2 conformément aux versions de règles antérieures. Les échéances du contrôle du réalisé sont précisées au sein des règles NEBEF (9.3.3) et dans la section 1 (4.7.1.1.1).
EDF	Commentaire	E-annexe C1	La trame-type de contrat GRD-RE ne prévoit pas de processus de mise à jour des annexes. EDF considère qu'il appartient au GRD de Notifier le RE en cas en changement des paramètres de profilage appliqués sur sa zone de desserte.		Retour d'Enedis concernant cette remarque : Si ce point concerne le choix par les GRD d'appliquer le profil statique ou dynamique en Recotemp, il avait été initialement envisagé que l'agence ORE recense le choix de l'ensemble des GRD et publierait la liste en open-data. Finalement, au vu des échanges avec les GRD participants au CGP (notamment selon la FNSICAE), il est apparu que seul Enedis appliquera le profil dynamique en 2018, les autres GRD l'appliqueront tous en 2020.

					Ainsi, il ne nous semble pas nécessaire de préciser cette information dans le contrat GRD-RE.
Engie	Commentaire	Section 2	<u>Evolution des modalités de mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD</u> Actuellement, les règles prévoient des modalités transitoires jusqu'à fin juin 2019 (volumes estimés par les GRD en S+2 et M+1) puis des modalités cibles au-delà (volumes certifiés par RTE dès S+2). RTE et l'ADEeF proposent de décaler la mise en oeuvre des modalités cibles à janvier 2020 et attendent, à la cible, des volumes certifiés par RTE dès M+1 (1ère facture). ENGIE approuve ces évolutions. ENGIE propose de suivre en GT Recoflux la qualité des effacements estimés par les GRD pour s'assurer qu'elles ne diffèrent pas trop des volumes certifiés in fine par RTE. En effet, si ces volumes diffèrent, cela peut occasionner des erreurs sur le coefficient de calage calculé en S+1 et qui sert de base pour les process internes de d'élaboration des prévisions.		RTE a demandé à Enedis d'ajouter cette demande dans le cadre du programme de travail du GT Recoflux.