Réponses des acteurs à la consultation des règles MA RE v9.1

Sommaire

1. Réponses à la consultation 2
2. Compensation des offres non partagées à la plateforme 2
3. Evolutions liées à la mise en œuvre de TERRE 6
4. Prix de règlement des écarts 12
5. Intégration des Nouvelles Interconnections Dérogatoires 20
6. Programmation 22
7. Participation des moyens de stockage au MA 25
8. Valorisation des ajustements 35
9. Qualification d'une EDA 37
10. Publications 38
11. Emergency and restoration 42
12. Section – règles RE 43

Autres évolutions 49

1. Réponses à la consultation

Les acteurs ayant répondu à la consultation sont les suivants : ADEeF, CNR,ENGIE, Total Direct Energie, ElecLink, Alpiq, Enedis, EDF

2. Compensation des offres non partagées sur la plateforme

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
CNR	Fond	4.4.2.	Comme évoqué dans les appels à contributions précédents, CNR demande à ce que les offres non partagées sur la plateforme européenne soient indemnisées compte tenu des pertes d'opportunité. CNR insiste sur le fait que la perte d'opportunité doit être valorisée sur base de la différence de prix de clearing et prix d'offres. Le volume non utilisé sera replacé sur les jours à venir selon des conditions probablement similaires et aura tendance, si activé, à faire baisser le prix marginal, donc avec un intérêt pour la collectivité. Le producteur qui dépose des offres d'ajustement, a pour objectif de produire dès lors que le prix demandé est atteint. En aucun cas, CNR ne souhaite bénéficier, au travers de ce processus de compensation, d'un effet d'aubaine. CNR propose que la formule proposée par ENGIE, lors de la présentation en GT MA-RE, soit retenue (compensation au prix « prix de clearing – prix d'offre », pour un volume maximum fonction de l'Emax déclarée par l'acteur). Contrairement à ce qui est exposé par RTE dans le rapport d'accompagnement, le démarrage pourrait se faire avec une formule d'indemnisation et un REX au bout d'une période restante à définir (1 an par exemple) et non l'inverse (pas d'indemnisation puis REX).		Cf paragraphe 5.5 du rapport d'accompagnement

TDE	Fond	5.4.3	TDE déplore l'absence de proposition de la part de RTE, et le calendrier proposé montre clairement une volonté de ne pas traiter le sujet.	Comme indiqué dans les précédentes consultations, Total Direct Energie souhaiterait voir intégré dans le mécanisme de compensation les offres filtrées pour cause réseau (Congestion et Services Systèmes) en plus de celle pour cause Marge. En effet dans tous les cas, en cas d'offre filtrée mais non activée par RTE ensuite, il y a un manque à gagner pour le producteur. De plus, la compensation des offres filtrées doit s'appliquer aussi bien aux offres standard que spécifiques, pour la même raison à savoir qu'il y a un manque à gagner coté producteur, quelque soit le type d'offres.	
ENGIE	Fond	Rapport 5.4	"ENGIE déplore qu'aucune solution de compensation n'ait été retenue pour le démarrage de TERRE alors que beaucoup de propositions ont été faites par les acteurs, traduisant au passage l'intérêt/préoccupation des acteurs pour ce sujet. La proposition de ENGIE était la suivante : - ok pour Filtrage RR-RC sans compensation - Si pas suffisant, alors filtrage uniquement des offres libres à stock, mais alors avec compensation - Juste compensation de la perte d'opportunité subie : Clearing - Offre - Limitation de d'effet d'aubaine car filtrage des offres les moins performantes économiquement"		Cf paragraphe 5.5 du rapport d'accompagnement
ENGIE	Fond	Rapport 5.4	En terme de financement, si la décision est de faire porter une part des couts par le TURPE, il faut faire en sorte de ne pas se retrouver dans une situation où il faut attendre la future version du TURPE (a priori le 7 puisque le 6 entrera en vigueur avant) pour l'entrée en vigueur effective de ce financement.		Cf paragraphe 5.5 du rapport d'accompagnement
ENGIE	Fond	Rapport 5.4	Il est nécessaire de mettre en place, dès le début de TERRE, un monitoring permettant aux acteurs d'avoir un regard sur ces actions de filtrage. Des REX réguliers devront être prévus pour juger de la nécessité/urgence de mettre en place une solution de compensation financière, et		Cf paragraphe 5.5 du rapport d'accompagnement

			permettre aux acteurs de présenter leur vision de leur perte d'opportunité.		
ENGIE	Fond	Rapport 5.4	ENGIE souhaite que si un mécanisme de compensation est mis en place ultérieurement, il soit appliqué rétroactivement aux acteurs dont l'encours (perte d'opportunité) dépasse un montant à définir.		Cf paragraphe 5.5 du rapport d'accompagnement
Alpiq	Fond	Rapport de concertation / Article 5.4.3	"Pour pouvoir proposer des modalités de financement du régime de compensation, RTE souhaite avoir une meilleure vision du volume d'offres filtrées et propose donc de faire un retour d'expérience sur le filtrage. Conformément à la délibération de la CRE portant approbation des règles MA-RE v9, RTE propose de faire ce retour d'expérience d'ici le 1er juillet 2021 et donc de réexaminer le sujet de la compensation des offres non partagées sur la plateforme à cette échéance." => Si nous comprenons le besoin de bénéficier d'un retour d'expérience avant de déterminer des modalités finalisées de compensation, il est toutefois nécessaire que la période sans compensation ne dure pas indéfinnement. Nous souhaiterions donc qu'une échéance soit dès à présent proposée pour la déclinaison d'un régime de compensation dans les règles MA-RE (a priori d'ici fin 2021).		Cf paragraphe 5.5 du rapport d'accompagnement
EDF	Fond		EDF regrette vivement que la compensation des offres non partagées par RTE sur la plateforme TERRE ne soit pas intégrée dans les règles MA-RE v9.1, malgré les annonces faites en ce sens au cours de la concertation. La proposition initiale de RTE (rémunération au prix de la réserve complémentaire) avait au moins le mérite de reconnaitre et d'inscrire dans les règles l'existence d'une perte d'opportunité pour les acteurs, même si elle ne correspondait pas au manque à gagner effectif (différence entre prix marginal et prix d'offre). RTE considère que les incertitudes sur le montant en jeu et les modalités de couverture des coûts supportés par RTE ne permettent pas de proposer dès maintenant des modalités de compensation, et propose de réaliser un premier retour d'expérience d'ici le 1er juillet 2021. EDF observe que cette date ne permettra une évolution des règles, au mieux, que courant 2022 et rappelle que l'absence de compensation pourrait constituer une perte d'opportunité importante pour les acteurs d'ajustement. Il est essentiel que ce REX aboutisse à la mise en place d'un mécanisme de compensation. En outre, dans la mesure où le TURPE 6 sera alors en vigueur et qu'il s'agira de nouveaux coûts à la charge de RTE, EDF appelle RTE à identifier dès maintenant		Cf paragraphe 5.5 du rapport d'accompagnement

			cette composante ou à étendre celle déjà existante des ajustements pour motif marges. Au-delà de la compensation, l'enjeu majeur soulevé par le filtrage est l'utilisation prioritaire des offres standards et la liquidité de la plateforme TERRE. Les critères et volumes de filtrage devront être clairs, objectifs et non discriminatoires. Le filtrage devra être réduit au strict minimum et ne concerner que les offres les moins compétitives. A la lumière des publications sur le site de RTE du niveau de marges requises, EDF craint néanmoins un filtrage massif des offres standards, de 1000 à 2000 MW au-delà des réserves contractualisées. Il en résulterait une faible utilisation de la plateforme TERRE, remettant en cause les bénéfices attendus et rendant inutiles les efforts consentis par les acteurs pour mettre en oeuvre cette évolution. EDF souhaite que RTE précise les volumes en jeu, à la lumière notamment des évolutions envisagées par RTE sur le calcul des marges, ainsi que les mesures qui seront prises pour limiter les volumes de filtrage. Plus largement, EDF considère que la pratique de constitution de marges additionnelles « gratuites » par filtrage des offres standards, en se réservant la possibilité d'activer le même moyen sous forme spécifique, ne saurait s'inscrire dans la durée. Cette pratique devra conduire à une réflexion sur le niveau de contractualisation des réserves, d'autant plus dans la perspective d'une part de contractualisation court terme. Par ailleurs, les modalités transitoires de rémunération exposées par RTE lors du GT du 29/11 ne sont pas acceptables : au cours de la phase d'exploitation sous contrôle de 6 mois, en cas d'ajustements spécifique/standard simultanés sur l'EDA, RTE ne répercuterait pas auprès des AA, la rémunération des offres standards sélectionnées par TERRE contrairement à ce qui est prévu par le règlement Balancing et les règles MA-RE v9. EDF peut comprendre que certains outils de RTE n'aient pas atteint leur palier définitif dès mi-2020, ceci ne doit cependant pas présenter de répercussion sur la rémunération des acteurs. EDF souhaite que chaque ajustement simultané spécifique/standard sur une EDA soit régularisé a posteriori.		

3. Evolutions liées à la mise en œuvre de TERRE

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ENGIE	Fond	Rapport 5.7.2	Le prix de clearing TERRE correspond donc au clearing de la seconde optimisation (rencontre offres/demandes sans prise en compte des contraintes réseau) ?		Oui, pour simplifier : - Le premier clearing permet d'identifier les offres à activer avec toutes les contraintes (temps réel). - Le second permet d'avoir les prix et de comparer avec la situation avec contrainte
ENGIE	Fond	Rapport 5.7.2	Le cas où PME < PMterre peut arriver si aucune offre standard n'est activée pour un besoin d'équilibrage France. Exact ?		Oui tout à fait. Plus précisément : le cas où PME < PMterre peut arriver si aucun besoin d'équilibrage France n'a été satisfait par TERRE, dans la tendance.
EDF	Fond		EDF accueille favorablement la proposition de modalités permettant de formuler des offres TERRE réduisant la fourniture de Services Système : ceci permettra d'accroitre la liquidité sur la plateforme. Même si RTE prévoit de calculer le déficit SSY à maille de la plage de prix, EDF recommande de retenir une formulation dans les règles et un format de fichier à pas horaire : ceci est cohérent avec le cycle des fenêtres de livraison TERRE et facilitera une éventuelle évolution ultérieure.		Dans un premier temps, RTE propose de conserver l'envoi du volume de déficit maximal de SSY à la maille de la plage de prix. Le format du fichier pourra être réinterrogé ultérieurement, notamment en vue des modalités cibles pour la gestion de la reconstitution des SSY.
EDF	Fond	4.4.3.1	EDF demande à RTE d'officialiser dans les règles les restrictions qui s'appliqueront pendant la phase d'exploitation sous contrôle de TERRE jusqu'à la date X.		RTE rappelle que ces modalités vont s'appliquer pendant une période très limitée. Ainsi, RTE propose que les modalités d'exploitation sous contrôle soient détaillées dans le cadre des GT MA-RE plutôt que dans les règles. Lors du GT du 29 janvier, des premiers éléments ont notamment été présentés aux acteurs.

EDF	Fond	4.4.5.1	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, EDF réitère la demande que les ordres d'activation des offres standards TERRE soient reçus à H-30' et non H-25'. 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.		L'échéance H-25' constitue la valeur au plus tard de la réception des ordres standard de RR. Les ordres seront envoyés plus tôt, dès réception des résultats du clearing TERRE. Dans la perspective du passage à 48 guichets, RTE réinterrogera les timings liés au processus d'équilibrage.
EDF	Fond	8.1.	Obligation d'offrir la production RPD sous forme « implicite » : RTE a évoqué en GT que l'échéance pourrait être reportée au 1er avril 2020 ?		RTE propose d'introduire une date I de bascule dans les règles, relative à cette obligation d'offrir la production RPD sous forme « implicite », avec préavis de deux mois. Ce point a été présenté au GT MA-RE du 29.01.2020 et favorablement accueilli par l'ensemble des participants.
ENGIE	Fond	Section 1 4.4.3.1	Difficile de se prononcer sur les modalités transitoires décrites dans le paragraphe 4.4.3.1, le paragraphe est vide.		La période d'exploitation sous contrôle est matérialisée par une date X dans les règles MA-RE. Lors du GT du 29 janvier 2020, dont les slides sont disponibles sur Concerte, RTE a présenté des premiers éléments sur la période d'exploitation sous contrôle. Des points d'avancement en GT MA-RE seront faits sur l'arrivée de TERRE mais RTE propose de ne pas modifier les règles.
ENGIE	Fond	Section 1 8.2	La solution proposée par RTE aurait mérité d'être davantage décrite dans le document d'accompagnement, voire plus largement débattue lors des derniers GT Indépendamment du fait que la dégradation SSY soit ou non intéressante économiquement pour un acteur, les modalités proposées reviennent à instaurer un cas d'exception pour certaines capacités seulement : seules certaines capacités non modulables obtiendraient une dérogation leur permettant d'offrir sur TERRE avec dégradation potentielle des SSY, les autres non. Cette proposition pose donc inévitablement la question de l'égalité de traitement, voire d'une pénalisation des capacités flexibles.		RTE a apporté des clarifications au paragraphe relatif à la dégradation des SSY dans le rapport d'accompagnement (paragraphe 5.4). L'article 3.1.4.1 des règles MA-RE v9.1 imposent aux acteurs d'ajustement de ne pas soumettre d'offres standard de RR qui, si elles étaient activées, dégraderaient leurs participations aux réserves primaire et secondaire. Cette obligation à ne pas dégrader les SSY lorsqu'une offre standard de RR est activée n'est pas en contradiction avec : - Le respect de la prescription à la maille du responsable de réserve.

			Les centrales thermiques d'ENGIE ne seront vraisemblablement pas éligibles à cette dérogation. La dégradation SSY ne sera pas possible sur TERRE alors qu'aujourd'hui sur le MA, ces cas sont possible et d'ailleurs activés régulièrement par RTE (cf. pénalités « s » facturées en SSY). Les modalités de calcul du volume de déficit autorisé ne sont pas décrites, ni la manière dont ce déficit sera réparti entre les acteurs éligibles. Ces modalités poseront inévitablement un problème de transparence. La prise en compte du déficit autorisé s'annonce fastidieux à exploiter par les acteurs (car proche temps réel, ce volume pouvant même évoluer au cours d'une plage de prix) Pour ces différentes raisons, ENGIE n'est pas favorable à la solution proposée.		Dans le cas du standard, RTE souhaite dans un premier temps que la dégradation des SSY ne soit pas permise à la maille d'une offre. - Le surcoût SSY qui prévoit d'affecter un surcoût à l'acteur d'ajustement lorsqu'il propose et met en œuvre des ajustements entrainant un déficit de SSY sur son périmètre. En respectant l'obligation à ne pas dégrader ses SSY dans le cas du standard, l'acteur ne paiera pas de surcoût SSY. En effet, au démarrage de TERRE, RTE aura connaissance de la dégradation des SSY lors de l'envoi du PM par l'acteur soit 30 minutes avant le temps réel, sans garantie que des leviers soient disponibles pour reconstituer les Services Système. Pour cette raison, dans un premier temps RTE souhaite maintenir l'obligation de ne pas dégrader les SSY lorsqu'une offre standard de RR est activée, sauf pour les EDA constitués de groupes pour lesquelles il n'existe pas de point de fonctionnement qui permette la diminution de la puissance active sans réduire les Participations Symétrique ou Dissymétrique aux Réserves Primaire et Secondaire. RTE a conscience que le processus de transmission du déficit acceptable pourra être contraignant. C'est la raison pour laquelle ces dispositions sont transitoires et ont vocation à pouvoir gérer le démarrage de TERRE. RTE travaille à la mise en place d'un processus cible qui permettrait aux acteurs d'ajustement de formuler des offres standard pouvant conduire à la perte de fourniture de services système par certaines capacités et d'assurer la reconstitution des services système sur d'autres capacités.

					Comme mentionné dans les règles à l'article 8.2, RTE effectuera un retour d'expérience sur ces modalités transitoires pour construire le processus cible relatif à la dégradation des participations aux réserves primaires et secondaire liée à l'activation d'une offre standard de RR, notamment un processus qui permettrait aux acteurs d'ajustement de formuler des offres standard pouvant conduire à la perte de fourniture de services système par certaines capacités et à RTE de reconstituer des services système sur des capacités n'ayant pas formulé d'offres standard.
CNR	Fond	8.2	" RTE peut être amené à ne pas partager les offres standards sur la plateforme RR lorsque les installations concernées participent aux services système. CNR note des avancées dans ce nouveau projet de règles en acceptant la transmission de certaines offres standard à la plateforme européenne, même si cela dégrade la participartion au FCR ou aFRR. Cela est introduit au travers d'un dispositif transitoire explicité au paragraphe 8.2.2. Cependant, CNR trouve que cette disposition n'est pas suffisante : Un RR peut programmer davantage de FCR que ce qui a été vendu, auquel cas, la diminution de la participation d'une installation serait sans conséquence sur le périmètre de l'acteur. Ainsi, les offres d'un acteur qui ne dégradent pas le périmètre du RR devraient être systématiquement transmises à la plateforme européenne. Par ailleurs, les règles SSY ont déjà introduit (pour justement anticiper la mise en place des plateformes européennes de RR) 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 v9.1 va à l'encontre de ces règles, pourtant validées et en vigueur."	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 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.	RTE a apporté des clarifications au paragraphe relatif à la dégradation des SSY dans le rapport d'accompagnement (paragraphe 5.4). L'article 3.1.4.1 des règles MA-RE v9.1 imposent aux acteurs d'ajustement de ne pas soumettre d'offres standard de RR qui, si elles étaient activées, dégraderaient leurs participations aux réserves primaire et secondaire. Cette obligation à ne pas dégrader les SSY lorsqu'une offre standard de RR est activée n'est pas en contradiction avec : - Le respect de la prescription à la maille du responsable de réserve. Dans le cas du standard, RTE souhaite dans un premier temps que la dégradation des SSY ne soit pas permise à la maille d'une offre. - Le surcoût SSY qui prévoit d'affecter un surcoût à l'acteur d'ajustement lorsqu'il propose et met en œuvre des ajustements entrainant un déficit de SSY sur son périmètre. En respectant l'obligation à ne pas dégrader ses SSY dans le cas du standard, l'acteur ne paiera pas de surcoût SSY.

					En effet, au démarrage de TERRE, RTE aura connaissance de la dégradation des SSY lors de l'envoi du PM par l'acteur soit 30 minutes avant le temps réel, sans garantie que des leviers soient disponibles pour reconstituer les Services Système. Pour cette raison, dans un premier temps RTE souhaite maintenir l'obligation de ne pas dégrader les SSY lorsqu'une offre standard de RR est activée, sauf pour les EDA constitués de groupes pour lesquelles il n'existe pas de point de fonctionnement qui permette la diminution de la puissance active sans réduire les Participations Symétrique ou Dissymétrique aux Réserves Primaire et Secondaire. La plupart des groupes qui participent aux SSY sont capables de proposer des offres standard de RR à la baisse qui ne viennent pas dégrader leur participation aux SSY, notamment ils sont capables de proposer un volume sur TERRE égal à : - PMD – MT, lorsqu'ils sont à PMD - Pc max – Pc min, lorsqu'ils sont à Pc max - Pco max – Pco min lorsqu'ils sont à Pco max Ainsi, les dispositions transitoires permettent aux groupes qui ne sont pas capables de proposer des offres standard de RR sans dégradation de leurs participations en SS de pouvoir proposer des offres sur TERRE dans la limite du volume de déficit acceptable transmis par RTE. RTE a conscience que le processus de transmission du déficit acceptable est contraignant. C'est la raison pour laquelle ces dispositions sont transitoires et ont vocation à pouvoir gérer le démarrage de TERRE.

					RTE travaille à la mise en place d'un processus cible qui permettrait aux acteurs d'ajustement de formuler des offres standard pouvant conduire à la perte de fourniture de services système par certaines capacités et à RTE de reconstituer des services système sur des capacités n'ayant pas formulé d'offres standard.

4. Prix de règlement des écarts

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
CNR	Fond		CNR note que sa position (réponse concertation du 23/05) a bien été prise en compte dans les formules du PRE et dans le cadre des cas d'exception (article 8 proposition ISH et article 52 EB) : souhait de conserver la matrice actuelle (dual price existant). Cette solution est la plus adaptée pour CNR en termes de cohérence pour l'incitation à l'équilibre du système – l'équilibre du solde CAE - la visibilité la moins dégradée pour les acteurs (moins de volatilité non anticipable et rejeu a posteriori limité). Par ailleurs CNR note également que RTE et d'autres acteurs partagent ce point de vue.		RTE prend note de ce retour.
TDE	Fond	6.3	"TDE renvoie sur ce sujet à sa réponse à la consultation sur le prix de règlements des écarts en Juin 2019. TDE n'est pas favorable à la notion de single price car cette notion peut entrainer un gain financier pour un acteur qui serait en écart inversé par rapport au système. C'est de nature à encourager les tentatives d'équilibrer le système global plutot que son propre périmètre, avec tous les effets malsains que cela peut entrainer sur le système en particulier si l'ensemble des responsables d'équilibre ont des raisonnements identiques et se trompent dans le même sens. La responsabilité du RE doit s'arrêter aux bornes de son périmètre et les mécanismes financiers doivent être cohérents avec cette idée. C'est à RTE qu'il appartient de gérer les déséquilibres du réseau et non aux responsables d'équilibre; la meilleure aide que peuvent apporter ces derniers à RTE est de prévoir au plus juste la consommation de leurs périmètres. TDE renouvèle donc : - son souhait de revenir au système d'avant Avril 2017 dans l'hypothèse ou l'on puisse conserver des prix PREN et PREP différents		RTE prend note de ce retour. L'article 52(2) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission Européenne du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique introduit la nécessité pour chaque GRT d'utiliser un prix de déséquilibre unique pour régler les écarts. Cet article s'inscrit dans une dynamique d'harmonisation européenne des règlements des écarts. RTE tient à rappeler que l'évolution de la matrice de prix de règlement des écarts réalisée en avril 2017, et qui a abouti à la matrice en vigueur, vise à établir un « prix unique » dans l'hypothèse où le PREN peut différer du PREP, et ce tout en incitant les RE à s'équilibrer à leur maille. Il reste encore aux régulateurs à trouver un accord au niveau européen quant à la définition de ce « prix unique ». Dans le cas où l'objectif d'établir un prix unique, n'exclut pas dans l'absolu la possibilité d'avoir un PREP différent du PREP, il apparaît peu probable que la matrice pre-avril 2017 satisfasse une quelconque définition du « prix unique ». De plus, elle s'éloigne de cet objectif de « prix unique » alors que la matrice actuelle tente d'y répondre.

			- sa préférence à la suppression du K (proposition 1) au cas où les directives européennes imposent PREP = PREN, qui correspond au cas le moins incitatif à prévoir l'écart global du système parmi les 3 propositions, sous réserve d'un dispositif assurant l'équilibre financier du CAE."		
TDE	Fond	6.4	"Cette question est indirectement liée à la question précédente. En effet, si la suppression du coefficient k est adoptée, le CAE fera apparaître des soldes structurellement négatifs qui nécessiteront de toute façon la mise en place d'un mécanisme tarifaire spécifique garantissant la neutralité financière pour RTE. TDE n'est pas défavorable à la proposition de RTE de supprimer le rejeu du k'. Effectivement cela donne davantage de visibilité par anticipation sur les factures et permet de réduire les délais de paiement. En revanche TDE ne comprend pas bien en quoi cela peut permettre de réduire les coûts de fourniture."		RTE prend note de ce retour.
TDE	Fond	Rapport 6.2.3	TDE tient à rappeler qu'il est attaché à ce que les mécanismes et les prix de règlements des écarts incitent directement et en priorité les RE à être équilibrés à leur maille. Il est essentiel de faire en sorte que cet équilibrage à la maille RE constitue l'optimum économique pour un RE. Dans le cas contraire, il faut craindre des écarts globaux récurrents néfastes pour la gestion du réseau, par exemple si tous les acteurs agissent simultanément dans le même sens en tentant de prévoir les déséquilibres. Cette proposition sur le calcul du PMP incite clairement les acteurs à une anticipation du système globale et non une anticipation de leur propre périmètre. Ce PMP aura un prix sensiblement plus volatile et poussera les acteurs vers une sorte de spéculation qui ne peut pas être bénéfique pour l'équilibre du réseau. Par ailleurs, sur le plan purement technique, la FCR est aussi utilisée pour l'équilibrage en énergie, notamment lors des grosses variations de charge ou lors d'évènements particulier tel que le 10 janvier 2019. Il n'est donc pas normal de l'exclure du calcul du PMP dans la mesure où elle y participe activement.		RTE prend note de ce retour. RTE partage l'objectif inscrit dans le règlement Electricity Balancing que les RE soient équilibrés à leur maille. C'est l'objectif de la matrice en vigueur. La proposition d'évolution de la formule du PMP est faite en cohérence avec la proposition européenne *Imbalance Settlement Harmonisation*, élaborée en application des articles 50 et 52 du règlement Electricity Balancing. Cette proposition qui sera instruite par l'ACER en début 2020 ne permet pas l'utilisation de la FCR. RTE adaptera sa proposition d'évolution du PMP en cohérence avec la version finale de la proposition européenne *Imbalance Settlement Harmonization.* Cette proposition fera l'objet d'une concertation.

			Enfin, pour revenir sur notre proposition concernant l'article 3.3.2, une publication du merit order des offres d'ajustement dont dispose RTE enverrait un signal clair aux acteurs, et permettrait une meilleure maitrise de leurs écarts."		Concernant la publication du merit order, RTE publiera toutes les offres anonymisées individuelles déposées (standard et spécifiques) sur la plateforme ENTSO-E Transparency.
ENGIE	Fond	Rapport 6.4.2	ENGIE accueille favorablement le fait que le k' disparaisse.		RTE prend note de ce retour.
ENGIE	Fond	Rapport 6.4.2	La période de révision du k, ainsi que le délai de prévenance, doit être discuté avec les acteurs. Il faut notamment éviter une trop grande instabilité de ce coefficient et donner une visibilité suffisante aux fournisseurs (cf. brique liée aux écarts dans la construction du prix de fourniture).		RTE prend note de ce retour. RTE compte proposer une révision du k comme aujourd'hui. « Le coefficient « k » ne peut être révisé plus de 2 fois par année calendaire. » Une fois que le mécanisme tarifaire adhoc permettant de récupérer le reliquat du compte ajustements-écarts, ce point sera consulté.
ENGIE	Fond	Rapport 6.4.2	Le reliquat d'une année donnée doit être pris en compte par le mécanisme tarifaire adhoc sans impacter le nouveau k, ce qui devrait avoir pour effet de stabiliser ce coefficient.		RTE et la CRE souhaitent éviter d'impacter de manière disproportionnée le TURPE ou un autre compte. C'est pourquoi la révision du k ex-ante doit permettre de limiter, année après année, l'accumulation du reliquat du solde du compte ajustements-écarts, et ce tout en garantissant la neutralité financière pour RTE sur une période tarifaire.
ENEDIS	Fond		Enedis se prononce uniquement sur la thématique de l'évolution du prix de règlement des écarts, pour laquelle RTE n'a pas introduit de modification de règles dans le projet en concertation. RTE fait néanmoins un point d'étape des discussions lors de l'appel à contributions de mai 2019 et fait quelques propositions supplémentaires : - Supprimer le rejeu ex post du coefficient k' - Mettre en place un processus de révision du coefficient k pour viser un équilibre du Compte Ajustement – Ecart ex ante - Couvrir le reliquat du solde du compte ajustement écart par un mécanisme tarifaire.		RTE confirme que le processus visant à permettre la révision ex-ante du coefficient k suite à la suppression du rejeu du k' sera partagé en concertation.

			RTE semble donc exclure la proposition qui consistait à inciter les responsables d'équilibre à être en écart positif, proposition à laquelle Enedis n'était pas faborable. En revanche, RTE semble proposer un nouveau mix de solutions par rapport à ce qui a été présenté jusqu'ici. Enedis souhaiterait que ce nouveau mix de solutions, notamment sur le processus de révision du coefficient k qui doit permettre de viser un équilibre ex ante, soit partagé en concertation. Les conséquences de ce processus que ce soit sur la lisibilité des incitations transmises que sur l'ampleur du solde du compte ajustement écart qui resterait à recouvrir peuvent en effet être importantes.		
EDF	Fond		Même si aucune évolution n'est inscrite dans le projet de règles v9.1, EDF apprécie la visibilité donnée par RTE dans le document d'accompagnement de cette consultation sur les perspectives d'évolution du prix de règlement des écarts, dans un contexte où la méthodologie découlant du règlement Balancing « Imbalance Settlement Harmonisation » (ISH) est encore en cours de validation. Comme déjà exprimé dans l'appel à contributions, EDF est favorable au maintien de la matrice actuelle du prix de règlement des écarts, qui a les bonnes propriétés d'inciter financièrement les RE à viser l'équilibre de leur périmètre et de faire supporter aux RE les coûts d'activation d'énergie d'équilibrage qu'ils engendrent. De plus, le règlement Electricity Balancing 2017/2195 offre la possibilité de conserver un prix de règlement des écarts double. En cas d'obligation avérée d'aller vers une matrice « Single Price » et d'impossibilité de maintenir la formule actuelle, EDF préconise de retenir la solution 1 proposée par RTE (suppression du coefficient k) et d'écarter les variantes 2 et 3 qui généreraient d'importantes dispositions dans les incitations envoyées aux RE. EDF réitère ses interrogations sur le principe d'envoyer aux RE, via le « Single Price », l'incitation d'équilibrer le système électrique, au-delà de leur propre périmètre :		RTE confirme que des discussions sont déjà en cours avec la CRE sur l'ensemble des évolutions proposées et notamment les impacts liés au TURPE si le rejeu du coefficient k' est supprimé. RTE confirme que le processus visant à permettre la révision ex-ante du coefficient k suite à la suppression du rejeu du k' sera partagé en concertation.

			L'équilibrage du système en temps réel relève de la responsabilité et des missions du GRT, qui est le seul à disposer de la visibilité d'ensemble et des leviers d'actions nécessaires dans sa « fenêtre opérationnelle ». Aucun acteur n'est en mesure de prévoir à l'avance la tendance du système, d'autant qu'une part importante des leviers d'action n'est plus accessible aux acteurs pendant le délai de neutralisation (1h). Le Single Price reviendrait surtout à faire bénéficier d'une rémunération accrue les acteurs qui ne sont pas meilleurs dans leurs prévisions mais sont involontairement en écart « dans le sens aidant le système ». Une action décentralisée et non coordonnée des RE risque de provoquer des sur-réactions et de susciter davantage de contre-ajustements. EDF observe que les GRT eux-mêmes ont soulevé ce risque lors de la consultation ISH. ⍰ Le « Dual Price » est compatible avec la réglementation européenne Même si le règlement européen fixe par défaut le principe du « Single Price », il permet un « Dual Price » dans certaines situations, conformément aux articles 52-2-d et 55-6 du règlement 2017/2195 ainsi que l'article 8 de la proposition « Imbalance Settlement Harmonisation (ISH) ». EDF observe qu'en pratique un certain nombre de pays se prévalant du « Single Price » s'en éloignent dans les situations prévues par ISH. EDF demande donc à RTE d'envisager des solutions s'inspirant des pratiques des pays voisins, par exemple une matrice en « Single Price » basculant vers un « Dual Price » pendant les périodes présentant des contre-activations ou selon l'écart du système. Il sera également nécessaire que RTE alimente les réflexions avec une étude de l'impact des évolutions engagées telles que la réduction de la fenêtre opérationnelle, la mise en place des plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage, la réduction du pas de temps de règlement des écarts à 15 minutes : il semble que ces évolutions devraient contribuer à réduire le déficit du CAE.		

			La proposition n°1 (suppression du coefficient k) apparait comme la seule déclinaison envisageable du « single price » EDF a toujours été favorable à répercuter, de manière proportionnée, le coût des ajustements sur ceux qui les engendrent, ce qu'assure la matrice actuelle via le coefficient k. A l'inverse, EDF considère que les solutions 2 et 3 proposées par RTE introduisent d'importantes distorsions dans leur application du coefficient k et ne sont donc pas satisfaisantes : - La proposition 2 (PMP+k) rémunèrerait exagérément les RE en écart positif en situation de tendance du système à la baisse, ceci étant financé par les RE en écart négatif via une valeur de k très élevée. Les RE se verraient ainsi fortement incités à être en écart positif et dissuadés d'être en écart négatif, il en résulterait un système majoritairement en déséquilibre « long ». - Dans la proposition 3 préconisée par RTE, les écarts « aidant le système » se verraient même davantage rémunérés que les ajustements (PREP > PMPH ou PREN < PMPB), ce qui aggraverait le phénomène cité plus haut d'action désordonnée des RE. Il est préférable d'inciter les acteurs à viser l'équilibre de leur périmètre et à mettre les leviers disponibles à disposition de RTE, plutôt que de les activer par anticipation sans connaître le besoin effectif de RTE A défaut de maintien de la formule actuelle, dès lors que la mise en oeuvre d'un « Single Price » ne permet pas d'équilibrer le CAE sans créer de telles distorsions, EDF considère que la proposition 1 est préférable aux deux autres propositions.		

			Dans cette hypothèse, EDF considère que le solde du Compte Ajustements-Ecarts devrait être porté par le TURPE, plutôt que par un mécanisme « extratarifaire » de type « coefficient c » qui se répercuterait dans les offres commerciales des fournisseurs et serait difficilement compréhensible pour le consommateur, contrairement à la solution « TURPE » qui représente un moindre risque en terme d'acceptabilité. Le calendrier de définition du prix de règlement des écarts aux niveaux européen puis français risque d'aboutir en cours de période tarifaire TURPE 6 : dans la mesure où il s'agirait de nouveaux coûts à la charge de RTE, il est nécessaire que RTE présente dès maintenant à la CRE une composante appropriée permettant la couverture de cette charge. EDF attire l'attention de RTE sur le besoin d'un calendrier réaliste pour la mise en oeuvre opérationnelle par les fournisseurs. En effet, le prix de règlement des écarts a un impact sur les offres commerciales. Les règles applicables doivent donc être connues suffisamment en amont de la contractualisation pour une année de livraison donnée. ▯ Propositions de RTE pour réduire l'incertitude sur le rejeu du k Dans l'hypothèse d'un maintien du coefficient k, RTE propose de nouvelles modalités de mise à jour du coefficient k en cours d'année, afin d'éviter l'incertitude budgétaire du rejeu en A+2 (reversement du compte ajustements-écarts). Si EDF est tout à fait favorable à cet objectif, les modalités envisagées mériteront cependant d'être débattues en concertation : - Le mécanisme « tarifaire » évoqué par RTE devra être précisé. Comme exprimé plus haut, EDF n'est pas favorable à un dispositif tel que la réactivation de l'ancien coefficient c et privilégie donc une couverture par le TURPE. - Quelle serait la dynamique de révision du k ?		

EDF	Fond	5.10.3.1	EDF demande que RTE maintienne la publication en mars de A+1du coefficient k prévisionnel pour l'année A, y compris au-delà de 2020 avec la facturation de Recotemp au PRE	~~Pour les périodes d'établissement du compte Ajustements-Ecarts antérieures au 1er janvier 2020~~, chaque Année A, au plus tard en mars de l'Année A, RTE communique à chaque Responsable d'Equilibre une prévision du reversement de l'année A-1 établie sur des données provisoires, et sur la base d'une hypothèse d'annulation du solde du compte « Ajustements-Ecarts » de l'année A-1.	Ce sujet n'a pas fait l'objet de modification pour cette consultation. RTE vous invite à consulter le rapport d'accompagnement de la v8.4. RTE tient également à rappeler que cette disposition est transitoire car le but est de fusionner le processus écart avec la réconciliation temporelle.

5. Intégration des Nouvelles Interconnections Dérogatoires

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Eleclink	Fond	Article C.20.1 of Section 2	"In case of an unplanned outage on the national grid that was considered as an unplanned outage of the interconnector based on erroneous information or a lack of information from RTE, ElecLink agrees with the principle whereby RTE will compensate the balance responsible party for the costs incurred to rebalance its perimeter. However, the formulas used to calculate the compensation to be paid to the balance responsible party are unclear. ElecLink would like to understand the approach taken by RTE in this respect. In the event that the import capacity of the interconnector is limited, why would the compensation be the highest of (a) 0 or (b) the difference between the average price of the day-ahead prices in France and the price of positive imbalances? Similarly, in the event that the export capacity of the interconnector is limited, why would the compensation be the highest of (a) 0 and (b) the difference between the price of negative imbalances and the average price of the day-ahead prices in France? ElecLink requests RTE to provide further explanation and information on the principles and formulas applicable to such compensations. Numerical examples should also be included to ensure common understanding of these formulas by the parties. ElecLink also requests clarification of the terms used in this Article. For instance, what does the ""energy counterbalanced by the BRP"" (i.e. ""énergie compensée par le RE"") mean? The unit of energy related to the ""compensated energy"" (i.e. ""énergie indemnisée"") is not mentioned. Would the compensation be calculated per MWh?	1. Clarify and/or amend Article C.20.1 2. Add defined terms and relevant definitions 3. Add numerical examples	RTE a pris note de la demande. Pour la période d'indemnisation, RTE propose de conserver le cadre règlementaire général en vigueur et précise que ce cadre est compatible avec la prise en compte de spécificités propres à Eleclink.

			In addition, ElecLink requests additional information regarding the last paragraph of this Article. The period of time that will be taken into account to compensate the balance responsible party cannot exceed 24 hours following the beginning of the unplanned outage. ElecLink would like to understand how such a period has been determined. ElecLink has the obligation to hold firm any allocated capacity after the day-ahead firmness deadline which is set at 11.00 am on day D-1. This means that ElecLink will hold firm such allocated capacity for a period of 37 hours. Therefore, ElecLink believes that the period of time to consider for compensation purposes is the period commencing from the beginning of the unplanned outage and finishing at 23:59:59 pm on the following day. ElecLink would also like clarification in respect of the modalities that will apply for the following days (as the case may be). ElecLink thinks that the modalities should be part of the rules (or at a minimum, the principles to comply with) instead of requesting the parties to agree on those."		

6. Programmation

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ENGIE	Forme	Section 1 Glossaire	Ne serait-il pas plus clair de réserver le terme "Programme d'Appel" (avec majuscule) aux nominations RTE ?		RTE propose de ne pas modifier la partie liée à l'établissement et à la transmission du programme d'appel agrégé par le GRD pour cette version des règles MA-RE. Ce point pourra éventuellement être adressé lors de la concertation pour la prochaine version de règles.
ENGIE	Forme/fond	Section 1 3	L'intro du paragraphe 3. Si l'on résume : 1) Doivent rejoindre un Périmètre de Programmation : - Les sites d'injection RPT - Les stockages RPT si MA et/ou SSY - Les sites d'injection RPD si MA et/ou SSY - Les sites de soutirage RPT ou RPD si SSY (donc les stockages RPT ne faisant ni MA ni SSY n'ont pas à envoyer de Programme d'Appel à RTE : c'est bien ça ?). 2) Tout site appartenant à un périmètre de Programmation doit envoyer un Programme d'Appel à RTE. La partie Programmation vis-à-vis du GRD peut être résumée en une ligne à la fin du paragraphe car un peu hors scope MA/RE		Les sites d'injection RPT, les sites d'injection RPD si MA et/ou SSY, les sites de soutirage RPT ou RPD si SSY et le stockage RPT **ET RPD** si MA et/ou SSY doivent rejoindre un périmètre de programmation. Les sites appartenant à un périmètre de programmation doivent effectivement envoyer un programme d'appel à RTE conformément à l'article 3.2.1.1 des règles MA-RE. RTE confirme que les sites de stockage RPT ne faisant ni MA ni SSY n'ont pas à envoyer de programmes d'appel à RTE. RTE propose de ne pas modifier la partie liée à l'établissement et à la transmission du programme d'appel agrégé par le GRD pour cette version des règles MA-RE. Ce point pourra éventuellement être adressé lors de la concertation pour la prochaine version de règles.
ENGIE	Forme	Section 1 3.2.1.1	Dommage d'avoir à gérer EDP et EDP soutirage. Il est vrai que cela complexifie un peu la lecture et alourdit chaque phrase.		Le fait que la notion d'EDP n'inclut pas celle d'EDP soutirage, ni réciproquement, est explicitement précisé au niveau des définitions. Par ailleurs, le terme d'EDP soutirage n'apparaît qu'une douzaine de fois dans les règles (et très rarement en complément d'une EDP sur l'injection), alors que celui d'EDP est très fréquemment utilisé seul. Ainsi, si on introduisait le terme d'« EDP injection », il se substituerait à quasiment toutes les occurrences du terme « EDP ». RTE considère que cela alourdirait considérablement les paragraphes relatifs à la

					production, sans apporter d'information supplémentaire au texte.
EDF	Fond	Déf – programme d'appel	Il n'est pas clair si cette définition s'applique, ou non, aux « EDP soutirage » (en effet, il est indiqué par ailleurs que la notion d'EDP n'inclut pas celle d' « EDP Soutirage »). Si oui, préciser que le programme d'appel des « EDP soutirages » ne comporte pas de Puissance active		RTE propose de clarifier la définition de programme d'appel en précisant qu'elle s'applique également aux EDP soutirage. RTE propose également d'ajouter dans la définition que dans le cas d'une EDP soutirage, la prévision de puissance active est 0.
EDF	Fond	3.	Comme exprimé en GT Transverse Effacement, EDF estime que la question du multi opérateur doit être clarifiée. EDF souhaite que les règles précisent explicitement et en un même endroit les différents cas pour lesquels RTE impose l'unicité ou au contraire autorise la distinction des différents rôles (Responsable de Programmation, Acteur d'Ajustement, Responsable de Réserve, Responsable d'Equilibre, Opérateur d'Effacement).		RTE propose de ne pas modifier les règles MA-RE concernant le multi opérateurs pour cette version. RTE réfléchit au format le plus adapté pour éventuellement répondre à cette demande.
EDF	Fond	3.2.2.1	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, EDF demande de préciser dans les Règles (et non dans un Guide SI) que le programme d'appel des « EDP soutirages » ne comporte pas de Puissance active		RTE propose de préciser à l'article 3.2.2.1 des règles MA-RE que dans le cas d'une EDP soutirage, la prévision de puissance active est renseignée à 0, plutôt que de renvoyer aux règles SI.
EDF	Fond	3.2.3.3.3	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, 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 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		Comme indiqué dans les règles à l'article 3.2.3.3, 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. RTE propose de ne pas modifier les règles. De plus, lorsque RTE est prévenu dans le cas d'une exécution défaillante, les pénalités ne sont pas appliquées. Un paragraphe a été ajouté dans ce sens à l'Article 4.6.2.9.3 pour les dispositions après la date T. RTE confirme que les écarts d'ajustements ne seront pas supérieurs à l'ajustement initialement demandé. Le comportement décrit est bien celui qui sera appliqué par RTE dans le cas d'un fortuit.

EDF	Fond	3.2.4.2	EDF demande de préciser explicitement dans le Guide SI la convention d'horodatage commençante/finissante pour le programme de marche (la mention aux normes ENTSOE qui y est faite est source d'ambigüité : ces normes sont en effet en convention commençante, alors que la logique appliquée sur le programme d'appel est en convention finissante). EDF regrette par ailleurs que le format retenu ne soit pas complètement homogène à celui du Programme d'Appel TOPASE. Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, il faudrait préciser que la déclaration d'envoi du PM pour chaque EDA/EDP - Avant la date M' : ne porte que sur les activations d'offres standard - Après la date M' : est faite de façon distincte sur les activations d'offres standards et spécifiques. Il est en effet possible de ne pas renvoyer de PM en cas d'activation spécifique, même si l'EDA participe par ailleurs à TERRE.		Le guide d'implémentation SI TAO a été mis à jour pour préciser la convention d'horodatage finissante pour le PM, tout comme le PA qui est en convention finissante. RTE confirme que la déclaration de l'envoi du programme de marche pour les EDA après la date M' fait bien l'objet de deux déclarations distinctes selon que l'EDA est activée via une offre standard ou une offre spécifique. Il sera bien possible de ne pas renvoyer de PM en cas d'activation spécifique, même si l'EDA participe à TERRE par ailleurs.
EDF	Fond	3.2.4.3	Dans le cas d'une EDA faisant l'objet d'une réservation de capacité MA, le PM renvoyé par le receveur d'ordre n'est pas pris en compte par RTE pour construire le « PM théorique » tracé par RTE (et utilisé ensuite pour calculer le Volume Attendu Théorique). Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, EDF considère que les exceptions découlant de l'engagement en Réserves Rapides et Complémentaires devraient être décrites dans le contrat RR/RC, et non dans les règles MA (cf également 4.3.2)	Retrait des dispositions particulières aux contrats RR/RC	RTE considère que le fait de ne pas prendre en compte le PM de l'acteur pour construire le PM théorique dans le cas de l'activation spécifique d'une EDA engagée en RR/RC doit faire partie intégrante des règles MA-RE. Ces dispositions pourront être reprises dans le contrat RR/RC dont la concertation a débuté fin janvier 2020.
EDF	Fond	3.2.4.3	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9 : la simple référence au chapitre 4 pour décrire le calcul du Programme de Marche Théorique est trop large, il faudrait préciser l'alinéa exact applicable. En particulier en cas de coexistence d'ajustements standards et spécifiques sur un même pas de temps, EDF comprend du 4.4.7 que le PM (et en conséquence, VAe, VAt, Plage de Contrôle) est celui de l'ajustement spécifique. Il semble par ailleurs 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	Le PM théorique correspond à la trace RTE pour le spécifique et au trapèze théorique pour le standard. RTE propose de ne pas détailler dans les règles le calcul du PM théorique. RTE précise que toutes les informations relatives au PM seront disponibles via BOB. En cas de coexistence d'ajustement standard et spécifique sur un même pas de temps, le PM est bien celui de l'ajustement spécifique.

					Dans l'article 4.6.2.1, le volume attendu théorique est défini comme la différence entre le PM théorique et le PA. Dans l'article 3.1.4.3, RTE mentionne que le PM théorique est construit à partir du PA et des ordres d'ajustement. RTE ne considère pas qu'il y a une référence circulaire : on pourrait considérer que le volume attendu théorique s'apparente aux ordres d'ajustement.
EDF	Fond	3.2.6.3	EDF a constaté que la mise en service de TOPASE s'est accompagnée d'une augmentation du nombre de guichets fermés. Compte tenu des impacts des fermetures de guichets sur la capacité des RE à équilibrer leur périmètre, EDF appelle RTE à donner aux acteurs toute la visibilité sur les actions entreprises pour fiabiliser TOPASE avant la mise de service de TERRE. Les situations de fermeture de plusieurs guichets successifs sont particulièrement préjudiciables pour les RE : EDF propose que les guichets successifs se voient appliquer une pondération supplémentaire dans le calcul de l'indicateur de disponibilité 98%. Bon nombre de guichets ont même été annulés après l'acceptation du guichet par RTE (3.2.2.3.2) : ces situations sont particulièrement contraignantes pour les responsables de programmation, qui doivent alors rectifier le programme déjà transmis aux groupes de production en application du 3.2.2.5. EDF n'est pas en mesure de garantir l'annulation et appelle RTE à limiter autant que possible de telles situations.		La mise en service de TOPASE a entrainé des fermetures de guichets plus fréquentes qu'habituellement dans les semaines qui ont suivi la mise en service. RTE a fait ses meilleurs efforts pour respecter le critère de 98% de disponibilité des guichets d'ajustement et de programmation. Des actions ont été entreprises sur l'application TOPASE et depuis début décembre aucune fermeture ou annulation de guichet n'a été observée sur TOPASE. RTE comprend que les situations d'annulation de guichet soient compliquées à gérer pour les acteurs. RTE fait ses meilleurs efforts pour que ces situations se produisent le moins souvent possible. RTE propose de rajouter à l'article 3.2.2.5 des règles la gestion de l'annulation de guichet (cf paragraphe 9.4.4 du rapport d'accompagnement).

7. Participation des moyens de stockage au MA

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE

ENGIE	Fond	Rapport 2.2.4.3	"La proposition de RTE interdit de faire, en étape 2, une offre d'ajustement sur un agrégat GRD mixant des stockages avec des sites Injection ou Soutirage. ENGIE n'est pas d'accord avec cette proposition, jugée trop réductrice. Elle va à l'encontre des projets actuellement en développement, et ne permet pas d'explorer des possibilités d'ores et déjà identifiées d'intégration des batteries dans le MA. La notion même d'injection et de soutirage est de moins en moins évidente du fait des développements de la production locale en autoconsommation avec vente du surplus qui se développera de plus en plus à l'avenir. Dans ce cadre, de plus en plus de site seront mixtes. Une EDA doit pouvoir regrouper des stockages, des sites qui peuvent injecter et/ou soutirer. Le contrôle du réalisé doit s'adapter en conséquence, notamment côté ENEDIS. Un tel regroupement permettrait également de foisonner des sites aux caractéristiques différentes pour proposer des services systèmes ce qui contribuerait à réduction du coût de ces services. L'étape 3 devrait assouplir des contraintes d'agrégation mais semble bien lointaine."		RTE propose de n'ouvrir la possibilité de mixer des agrégats GRD injection ou soutirage qu'en étape 3. Les raisons sont les suivantes : - Il est nécessaire (indispensable) de pouvoir dans un premier temps valoriser pleinement un nouveau type de site qui peut à la fois injecter et soutirer : le site de stockage ou « installation de stockage ». Cette évolution constitue la première brique sans laquelle le stockage ne peut participer au MA. Cette étape (nommé étape 2) constitue déjà une évolution majeure des processus et systèmes côté RTE (le MA étant historiquement scindé entre injection et soutirage) - Les autres évolutions (incluant les possibilités d'agrégation) ne pourront se faire qu'une fois l'étape 2 sécurisée et fiabilisée. - RTE n'est aujourd'hui pas en mesure d'assurer une mise en œuvre rapide et sûre des étapes 2 et suivantes sans une re-priorisation des autres sujets en cours. Le Go-Live de TERRE fait entre autre partie des sujets prioritaires. Si des projets sont déjà en cours et ne semblent pas être permis dès l'étape 2, il reste possible de discuter au cas par cas, en bilatéral avec RTE des cas d'usage pour éventuellement trouver des solutions transitoires.

ENGIE	Fond	Rapport 2.2.3.2	Concernant le segment des batteries RPD (ex : batteries connectées en aval compteur en support à l'autoconsommation), plutôt que de faire une demande systématique de dérogation, n'est-il pas préférable de fixer une obligation de programmation uniquement pour les installations de stockage non marginales ? (d'autant que les offres au MA sont explicites).		RTE n'a pas encore pu valider en interne un cadre dérogatoire pérenne à la programmation, notamment par manque de visibilité sur les nouvelles capacités, entre autres RPD, qui seraient proposées. Il semble effectivement préférable à la cible d'avoir un cadre dérogatoire pérenne, mais RTE préfèrerait l'accorder au cas par cas dans un premier temps, afin de pouvoir constituer un retour d'expérience tangible. Par ailleurs, la programmation n'a pas pour unique but de formuler des offres, mais également d'utiliser ces données pour réaliser le bouclage et le contrôle du réalisé. Enfin, RTE tient souligner que les dérogations seront accordées d'autant plus que les capacités seront marginales, et en nombre limitées (surtout dans un premier temps).
ENGIE	Forme	Section 1 Glossaire	EDP : peut contenir éventuellement plusieurs Unités de stockage stationnaire		Merci pour le retour. Les règles ont été ajustées en conséquence.
ENGIE	Forme	Section 1 Glossaire	Stockeur : attention à ne pas s'écarter des définitions générales (spécificité MA/RE : lien entre le rôle de stockeur et le fait que le stockage soit stationnaire)		RTE comprend que la notion de stockeur ne doit pas s'appliquer uniquement au stockage stationnaire, mais à tout type de stockage. Les définitions ont été ajustées en conséquence : la définition de stockeur ne fait pas apparaitre la notion de stationnarité.
ADEeF	fond	45211 puis 45221	Il faudra clarifier avec les GRD s'il s'agit d'une unique ou de 2 courbes de charge pour les sites de stockage. Et mettre en cohérence les règles SI. Les GRD sont favorables à l'envoi de 2 courbes de charge. Proposition faite en vert dans le texte.	4.5.2.1.2.1 Cas des Sites d'Injection RPD et de Soutirage Télérelevés La(es) Courbe(s) de Charge d'un Site Télérelevé raccordé au RPD est constituée des données de consommation et/ou de production, collectées au Pas 10 minutes par les Installations de Comptage des GRD.	RTE a bien prévu un point d'alignement post consultation avec les GRD sur les points d'implémentation, en particulier sur la question du nombre de courbes de charge ainsi qu'une mise à jour des règles SI. RTE note la préférence des GRD pour l'envoi de 2 courbes de charge.

ADEeF	forme	4.2.4.1.2.2	Il n'y a pas de versement fournisseur pour les installations de stockage.	4.2.4.1.2.2 *Dispositions spécifiques applicables aux Sites de Soutirage ~~et Installations de stockage sationnaire~~* L'Acteur d'Ajustement doit obtenir, dans l'accord avec l'Utilisateur du Site objet du rattachement, l'engagement de l'Utilisateur : - pour les Sites de Soutirage titulaires d'un CARD qui ne sont pas au modèle corrigé, et de déclarer via l'Annexe 7, au GRD auquel le Site est raccordé, l'identité de son Fournisseur d'Electricité...	Merci pour ce retour, c'est effectivement une coquille. Les règles ont été corrigées en ce sens.
ADEeF	forme	4.2.4.3.4	coquille résiduelle	4.2.4.3.4 *Demande d'ajout d'une Installation de stockage stationnaire à une EDA* *[...]* *pour un Site de Stockage Stationnaire ~~d'Injection~~ raccordé au RPD, les informations nécessaires au GRD pour la prise en compte du foisonnement des ajustements dans le calcul du Facteur d'Impact par Poste Source.* *RTE se réserve le droit de vérifier que le ~~Groupe de Production ou le Site d'Injection~~Site de Stockage Stationnaire raccordé au RPT présente effectivement les caractéristiques [...]*	Merci pour ce retour, c'est effectivement une coquille. Les règles ont été corrigées en ce sens.
ADEeF	forme	4.2.4.4.1	Rajouter "Site de stockage Stationnaire" dans le titre	4.2.4.4.1 Retrait d'un Groupe de Production ou d'une installation de stockage stationnaire ou d'un Site d'une EDA à l'initiative du Gestionnaire de Réseau	Merci pour ce retour, c'est effectivement une coquille. Les règles ont été corrigées en ce sens.

ADEeF	fond	A.1	L'ADEeF souhaite rajouter le terme « et ». En effet, sur une période donnée, un site de stockage peut être vu comme un site de soutirage (avec un contrat CARD-S pour les sites RPD) et un site d'injection (avec un contrat CARD-i pour les sites RPD).	Dans la définition d'une Installation de Stockage Stationnaire : [...] « Dans le cadre du dispositif de Responsable d'Equilibre, une Installation de Stockage Stationnaire est assimilée à un Site d'Injection et/ou un Site de Soutirage en fonction du type du contrat de raccordement associé »	Il n'est pas possible de considérer un site comme injection et soutirage dans le cadre du mécanisme RE, au risque de ne pas compter correctement les énergies. Si l'on voulait tout de même considérer cette définition, il conviendrait d'apporter également des modifications aux passages où l'on compte les énergies d'injection et soutirage et distinguer les cas pour les installations de stockage. RTE a préféré minimiser l'impact dans les règles.
ADEeF	fond	E.4.1.1	Un site de stockage peut être intégré dans les élements d'injection ou de soutirage du périmètre RPD.	Ajouter à la 1ere bullet point du E.4.1.1 : "il peut s'agir d'un site de stockage stationnaire déclaré lors de la demande de raccordement comme ayant un comportement en injection, et disposant d'un contrat d'Accès au Réseau de Distribution avec le GRD (CAE en BT <= 36 kVA ou CARD Injection sinon);"	Les définitions liées au stockage semblent être suffisantes. Un site de stockage est considéré comme un site classique, soit injection, soit soutirage. Donc les éléments étant bien pris en compte pour l'injection et le soutirage, ils seront bien compris dans le E4.1.1. et suivants.
ADEeF	fond	E.4.1.1	Un site de stockage peut être intégré dans les élements d'injection ou de soutirage du périmètre RPD.	Ajouter à la 2ème bullet point du E.4.1.1 : "il peut s'agir d'un site de stockage stationnaire déclaré lors de la demande de raccordement comme ayant un comportement en injection, et disposant d'un contrat de Service de Décompte avec le GRD ;	Les définitions liées au stockage semblent être suffisantes. Un site de stockage est considéré comme un site classique, soit injection, soit soutirage. Donc les éléments étant bien pris en compte pour l'injection et le soutirage, ils seront bien compris dans le E4.1.1. et suivants.
ADEeF	fond	E.4.1.2	Un site de stockage peut être intégré dans les élements d'injection ou de soutirage du périmètre RPD.	Ajouter à la 1ere bullet point du E.4.1.2 : "il peut s'agir d'un site de stockage stationnaire déclaré lors de la demande de raccordement comme ayant un comportement en soutirage, et disposant d'un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution avec le GRD (CARD Soutirage);"	Les définitions liées au stockage semblent être suffisantes. Un site de stockage est considéré comme un site classique, soit injection, soit soutirage. Donc les éléments étant bien pris en compte pour l'injection et le soutirage, ils seront bien compris dans le E4.1.1. et suivants.

ADEeF	fond	E.4.1.2		Ajouter à la 3ème bullet point du E.4.1.2 : "il peut s'agir d'un site de stockage stationnaire déclaré lors de la demande de raccordement comme ayant un comportement en soutirage, et disposant d'un contrat de Service de Décompte avec le GRD;"	Les définitions liées au stockage semblent être suffisantes. Un site de stockage est considéré comme un site classique, soit injection, soit soutirage. Donc les éléments étant bien pris en compte pour l'injection et le soutirage, ils seront bien compris dans le E4.1.1. et suivants.
ADEeF	fond	E.4.1.2		Ajouter à la 4ème bullet point du E.4.1.2. (bullet point sur le GRD-F) : "il peut s'agir d'un site de stockage stationnaire déclaré lors de la demande de raccordement comme ayant un comportement en soutirage, et disposant d'un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution avec le GRD (Contrat Unique);	Les définitions liées au stockage semblent être suffisantes. Un site de stockage est considéré comme un site classique, soit injection, soit soutirage. Donc les éléments étant bien pris en compte pour l'injection et le soutirage, ils seront bien compris dans le E4.1.1. et suivants.
EDF	Fond		EDF accueille favorablement la démarche d'intégration du stockage dans les règles MA. RTE propose dans ce projet de règles une première étape, les possibilités offertes restent néanmoins extrêmement restrictives à ce stade. En effet, une batterie ne pourrait être offerte au MA en étape 1 qu'en soutirage OU en injection, sans pouvoir valoriser les deux modes de fonctionnement alors que cela constitue l'intérêt fondamental de tels actifs. Il est donc essentiel que RTE mette en œuvre le plus rapidement possible les prochaines étapes et précise le planning envisagé. Notamment : - la possibilité de valoriser pleinement le stockage sur le MA en étape 2 (injection ET soutirage), qui contrairement à ce qu'indique dans le rapport d'accompagnement n'apparait pas clairement dans les règles ; - l'extension des possibilités d'agrégation. Dans sa proposition, RTE impose aux installations de stockage un certain nombre de contraintes et modalités héritées des EDA injection (notamment en termes de programmation) et/ou des EDA soutirage. EDF estime que l'objectif premier est de permettre le plus facilement possible l'accès au MA des entités de stockage. Tout ajout de contrainte non nécessaire à ce stade, comme l'envoi d'un programme sur une EDA classée comme « soutirage », peut constituer un frein à l'atteinte de cet objectif. Plus largement, il est nécessaire que RTE clarifie les exigences actuellement imposées aux moyens d'injection/soutirage qui s'appliqueraient également aux moyens de stockage, notamment l'obligation pour les sites d'injection sur le RPT		RTE propose les réponses suivantes aux différents sujets abordés par EDF concernant le stockage : **Valorisation de l'injection ET soutirage en étape 2 :** RTE est bien sûr preneur de toute proposition qui apporterait plus de clarté à la rédaction actuelle des règles. Dans l'attente, RTE considère que l'étape 2 sera réalisée au sens des règles lorsque les installations de stockage seront considérées comme telles (et non comme directement assimilées à des sites d'injection ou soutirage). L'évolution « explicite » qui permettra à une installation de stockage de se valoriser pleinement réside dans l'utilisation des deux courbes de charges (ou des 2 composantes) injection ET soutirage lors de la valorisation de l'ajustement proposé (ie au 4.5.2.1.1 des règles). La soumission de l'offre ne faisant nullement référence à la notion d'injection ou de soutirage (ce qui est normal), RTE ne voit pas l'utilité de le préciser à cet endroit.

			d'offrir toute la puissance techniquement disponible sur le MA ainsi que les dispositions constructives de raccordement. Les définitions proposées semblent intégrer les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), qui sont actuellement offertes sur le MA comme des sites d'injection. Il faudra néanmoins que les Acteurs d'Ajustement opérant des STEP aient la possibilité de choisir entre le mode de gestion actuel des STEP et le mode de gestion générique proposé pour les installations de stockage. EDF souhaite notamment conserver la modélisation des STEP sous forme de 2 EDA pompage/turbinage (ce principe pourrait également être étendu à la programmation en distinguant deux EDP, comme cela avait été suggéré lors de la mise en place de TOPASE). Ceci est nécessaire : - d'une part pour distinguer clairement les deux modes de fonctionnement des STEP (pompage/turbinage), distinction impérative pour une exécution sans ambiguïté des ordres d'ajustement sous forme implicite ; - d'autre part pour refléter dans les prix d'offre les différences de rendement entre les deux modes pompage/turbinage. Toute évolution sur ces modalités représenterait d'importants impacts opérationnels sans aucune plus-value, dans un contexte de déploiement des plateformes européennes d'offres standard. EDF propose que ce mode de gestion puisse être étendu aux autres types de stockage. Cela leur permettrait de pouvoir valoriser pleinement ces actifs sur le MA dans des délais courts et de façon simple. Enfin, la feuille de route proposée par RTE ne couvre que le cas du stockage stationnaire, n'évoquant qu'un éventuel traitement à plus long terme du stockage non stationnaire. Les premiers cas d'usage de véhicules électriques arriveront pourtant rapidement. Il serait donc pertinent de commencer dès à présent à étudier l'insertion du stockage non stationnaire dans les règles MA, et plus globalement, dans les mécanismes de marché existants, afin de pouvoir tirer le meilleur parti possible de ce nouveau réservoir de flexibilité.		**Extension des possibilités d'agrégation :** RTE propose de n'ouvrir la possibilité de mixer des agrégats GRD injection ou soutirage qu'en étape 3. Les raisons sont les suivantes : - Il est nécessaire (indispensable) de pouvoir dans un premier temps valoriser pleinement un nouveau type de site qui peut à la fois injecter et soutirer : le site de stockage ou « installation de stockage ». Cette évolution constitue la première brique sans laquelle le stockage ne peut participer au MA. Cette étape (nommé étape 2) constitue déjà une évolution majeure des processus et systèmes côté RTE (le MA étant historiquement scindé entre injection et soutirage) - Les autres évolutions (incluant les possibilités d'agrégation) ne pourront se faire qu'une fois l'étape 2 sécurisée et fiabilisée. - RTE n'est aujourd'hui pas en mesure d'assurer une mise en œuvre rapide et sûre des étapes 2 et suivantes sans une re-priorisation des autres sujets en cours. Le Go-Live de TERRE fait entre autre partie des sujets prioritaires. Si des projets sont déjà en cours et ne semblent pas être permis dès l'étape 2, il reste possible de discuter au cas par cas, en bilatéral avec RTE des cas d'usage pour éventuellement trouver des solutions transitoires. **Modalités « héritées » des EDA injection/soutirage :** de façon très simplifiée,

					- avant la date « S », les exigences liées aux Installations de stockage sont intégralement calquées sur celles liées aux sites existants (injection / soutirage). Pour rappel le type injection/soutirage est proposé par l'acteur. Cela implique entre autre : une obligation d'offrir le disponible si l'ISS est définie comme site d'injection sur le RPT, la notion de versement fournisseur pour le soutirage, des modalités d'agrégations pour les EDA déjà définies, etc. - après la date « S », seules les modalités applicables aux « Sites » sans distinction injection/soutirage s'appliquent aux ISS. Dès lors que la notion d'injection et/ou soutirage apparait, cela ne s'applique pas aux ISS (sauf mention explicite). En conséquence : pas d'obligation d'offrir le disponible, pas de versement fournisseur, etc. Concernant la programmation applicable au stockage, RTE rappelle qu'elle n'a pas pour but de formuler des offres (car explicites), mais d'utiliser ces données pour réaliser le bouclage et le contrôle du réalisé. Concernant les modalités liées au raccordement : celles-ci sont traitées dans les GT raccordement et sont en cours de finalisation. RTE rappelle toutefois que celles-ci seront bien sûr cohérentes avec le cadre proposé sur le MA.

					Traitement lié aux STEPS : le traitement dérogatoire des STEPS est intégré aux règles et RTE a proposé de ne pas le modifier. Ce dernier ne correspond pas aux cas d'usages attendus d'autres moyens de stockage (comme des batteries) entre autre pour des problèmes de temps de changement entre le mode injection et soutirage. Les acteurs ne se sont d'ailleurs pas exprimés en ce sens. Par ailleurs, RTE tient à souligner que l'extension du mode de fonctionnement des STEPS aux autres moyens de stockage n'est en aucun cas immédiate et simple : les processus et systèmes étant historiquement définis pour les STEPS uniquement, et non évolutifs pour d'autres types de capacités. **Notion de stationnarité :** comme indiqué dans le rapport, il y a encore trop d'inconnues concernant la non stationnarité notamment côté raccordement pour l'intégrer à court terme au MA. Mais RTE continue les travaux sur ce sujet.
EDF	Fond	Déf – installation de stockage	La première phrase « Une Installation de Stockage est un Site » semble incomplète. EDF comprend que dans les définitions proposées par RTE, une « installation de stockage » comprend une ou plusieurs « unités de stockage » (au même titre qu'un « Site de Production » comprend un ou plusieurs groupes et auxiliaires). Quelle différence RTE fait-il entre « Site de Stockage » et « Installation de Stockage » ? La formulation « L'Installation englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur » est redondante de la définition d' « Unité de stockage ». Confirmer, comme cela est indiqué dans le rapport d'accompagnement et comme cela est indiqué pour les autres types de Site, que la notion d'Installation/Site de Stockage se rapporte au CART ou au Contrat de Service de Décompte.	Peut-être RTE a-t-il voulu écrire « Une Installation de Stockage est un Site **comprenant une ou plusieurs** Unités de stockage […]» ? Supprimer la mention suivante, redondante avec le définition d'Unité de Stockage » : ~~L'Installation englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur.~~	RTE propose les compléments suivants point par point : - RTE a proposé dans les définitions que la notion de « Site » sans autre mention s'applique également aux installations de stockage (au titre des règles MA). Cela permet de minimiser l'impact sur la rédaction de la section 1 des règles. RTE est néanmoins preneur de toute meilleure rédaction qui conserverait ce principe - Effectivement une installation de stockage comprend une ou plusieurs unités de stockage. RTE comprend que la rédaction actuelle est suffisante

					- Site de stockage et installation de stockage sont équivalents au sens des règles. La notion d'installation de stockage est néanmoins nécessaire à des fins d'harmonisation avec les autres mécanismes. - RTE propose d'ajouter la référence à un contrat de raccordement qui est effectivement manquante dans le cas du stockage - RTE ne voit en revanche pas de redondance entre la définition d'unité et d'installation de stockage sur le fait qu'elle doive être exploitée par le même stockeur. RTE propose de conserver la rédaction actuelle, en particulier car cette partie de la définition est nécessaire pour tout ce qui touche au raccordement
EDF	Fond	Déf - stockeur	« Propriétaire ou exploitant d'une Installation de Stockage » : par homogénéité avec les autres définitions, notamment celle de « Producteur », ne faudrait-il pas considérer uniquement l'exploitant ?		RTE propose de ne pas faire apparaitre la notion de stockeur dans les règles MA-RE, mais de ne faire référence qu'à l'utilisateur du site (qui au sens MA-RE est identique)
EDF	Fond	4.2.1.2	Typologie des entités d'ajustement et insertion du stockage : à quelle catégorie les installations de stockage seront-elles rattachées à l'étape 2 ? Y aura-t-il une catégorie « EDA stockage » ?		Les installations de stockage pourront rejoindre un EDA qui aura les mêmes modalités d'agrégation que les EDA injection. Il n'est pas prévu pour l'instant de créer un nouveau type d'EDA dans les règles pour le stockage.
EDF	Fond	4.2.4.1.2.2	Les installations de stockage stationnaires sont mentionnées dans le titre de l'article, mais il n'y ensuite fait aucune référence dans le corps du texte. Oubli ?		Merci pour ce retour, c'est effectivement une coquille. Les règles ont été corrigées en ce sens.
EDF	Fond	4.2.4.3.4	Cet article est dédié au rattachement d'installations de stockage stationnaire à une EDA. Le passage sur l'accord AA-RE pour les sites de production en obligation d'achat et le dernier paragraphe semblent être un copier-coller depuis le §4.2.4.3.1		Merci pour ce retour, c'est effectivement une coquille. Les règles ont été corrigées en ce sens.

EDF	Fond	4.5.2.1.2	Calcul du volume réalisé sur les sites raccordés sur le RPD : traiter également le cas des installations de stockage raccordées au RPD (faire un ajout similaire à celui du 4.5.2.1.1)		Modifié, en accord avec les GRD

8. Valorisation des ajustements

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ENGIE	Forme	Section 1 4.6.2.9.3	Dans la légende, Vdef est le volume défaillance sur un pas 30'		Le volume défaillant est calculé sur tous les pas 5 min de la plage de contrôle et où le volume attendu est non nul. Il est ensuite moyenné sur le pas 30 min pour vérifier le critère de défaillance au pas 30 min. Un exemple est décrit dans le rapport d'accompagnement.
ENGIE	Fond	Section 1 4.6.2.3.2	Il nous a semblé qu'au dernier GT MA/RE du 29/11, RTE annonçait que BOB n'étant pas capable d'appliquer les formules de ce paragraphe dès le GO Live de TERRE, les cas de rémunération prévus dans ce paragraphe dans le cas où un ordre spécifique vient écraser un ordre standard ne serait pas appliquées. Dans ce cas, quelle sera la rémunération commerciale ? Celle de l'offre spécifique qui a écrasé l'offre standard ? La rémunération due au titre de l'activation standard et perçu par RTE finira dans le CAE ? Est-il bien prévu de prévoir une régularisation rétroactive des acteurs (une fois le SI BOB opérationnel ?)		Le cas décrit n'est pas le cas d'un ordre bloqué par RTE. Dans le cas où un ordre spécifique vient compléter un ordre standard, le complément en spécifique sera rémunéré au prix d'offre spécifique, et l'offre standard au prix clearing. Au démarrage de TERRE, un ordre standard bloqué par RTE ne sera pas rémunéré au prix marginal de la plateforme. La rémunération due au titre de l'activation standard finira dans le CAE. Il n'y aura pas de rémunération rétroactive de ces ordres.
EDF	Fond	4.6.2.3.2.1	Calcul du Volume Commercial des Offres Spécifiques : EDF comprend que les critères - « si $VAtH,DA\ i(t)$ est nul avec $\Sigma VCOffreStd(t)$ non nul » - « si VAtB,$DA\ i(t)$ est nul avec $\Sigma VCOffreStd(t)$ non nul » ont pour but de couvrir le cas où un ajustement Standard est « annulé » par un ajustement spécifique.	Peut-être faudrait-il reformuler ces critères comme suit ? - « si $VAtH,DA\ i(t)$ est nul avec ΣH$VCOffreStd(t)$ non nul »	Merci pour votre remarque. Les changements ont été effectués dans les règles v9.1 à l'article 4.6.2.3.2.1.

			Cependant, il est possible que les deux critères soient « vrais » en même temps, ce qui crée une incertitude sur la formule applicable pour le calcul de V$COffreSpec$	- « si VAtB,$DA\ i(t)$ est nul avec ΣB$VCOffreStd(t)$ non nul »	
	Fond		Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, 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 au 4.6.2.9.2.	Si VR < ∑ min { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} - 10% Alors VDef = ∑ (Vr - min { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2}) Si VR > ∑ max { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} +10% Alors VDef = ∑ (Vr - max { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2})	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 permettant de fiabiliser les incitations.
EDF	Fond	4.6.2.9.3	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, il est impératif de maintenir après la date T 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).	Reprendre la formulation existant au 4.6.1.2.3 (article qui ne sera plus applicable après la date T) : 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.	Dès lors que RTE a été prévenu, les pénalités ne seront pas appliquées. La modification a été faite à l'article 4.6.2.9.3 des règles MA-RE.

9. Qualification d'une EDA

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	4.2.2.2.1	En l'état, il peut être interprété que le §4.2.2.2.1 (demande de préqualification via GIPSE) n'est applicable qu'après la mise en service de TERRE. Cela signifierait que les EDA qui ne répondraient pas aux critères du 4.2.1.1.2 (préqualification automatique) ne pourront pas participer à TERRE dès le démarrage, mais seulement au bout des 5 jours de traitement de la demande par RTE. Il faudrait préciser que la demande de participation dans GIPSE peut être faite avant le démarrage de TERRE, afin de prendre en compte le délai de réponse de RTE.	Préciser que l'article 4.2.2.2.1 est applicable au moins une semaine avant le démarrage de TERRE, par exemple dès la notification de la Date T ?	RTE propose d'ouvrir en amont la possibilité de faire des demandes dans GIPSE et a modifié la rédaction en ce sens.
EDF	Fond	4.2.2.2.2.2	Qualification des EDA – mise à disposition des mesures en puissance : tel que formulé, le § 4.2.2.2.2.2 (mise à disposition de mesures en puissance) est applicable dès mi-2020 alors que ces données ne seront utilisées (§4.2.2.4.3) qu'après la date R (2021). Il faudrait donc préciser que cet article 4.2.2.2.2.2 n'est lui aussi applicable qu'après la date R.	Au §4.2.2.1.2 : les dispositions ~~de l'Article~~ **des articles 4.2.2.2.2.2** et 4.2.2.4 ne sont applicables qu'à partir d'une date R dans les conditions prévues à l'Article 4.2.2.4.	RTE considère que la rédaction actuelle est correcte. L'acteur doit effectivement disposer d'un moyen de mesure, mais ne les partage avec RTE que lorsque le suivi sera effectif
EDF	Fond	4.2.2.4.2	Suivi de la qualification : préciser la phrase « plusieurs types d'Offres ont été activés simultanément », afin d'expliciter le fait que le suivi ne s'applique pas en cas d'ajustement « spécifique »	Faire la distinction standard/spécifique	RTE ne comprend pas le retour : le paragraphe 4.2.2.4.2 précise que l'observation n'est faite que pour les offres standard. De plus il est précisé que lorsque plusieurs types d'offres (types d'offres = standard RR ou spécifique par définition) sont activées simultanément, l'observation ne sera pas faite.
EDF	Fond	4.2.2.4.2	Ajouter que le suivi de qualification TERRE ne s'applique pas en cas de sollicitation par RTE d'un groupe de l'EDA en Compensateur Synchrone		Si c'est un ajustement spécifique, ça ne sera pas applicable d'après le 4.2.2.4.2
EDF	Fond	4.2.2.4.3	Préciser quelle forme prend l'autorisation accordée à RTE par l'acteur d'ajustement d'utiliser les données de télémesure déjà existantes sur le site (trame-type en annexe ?)		RTE propose de définir la trame au cas par cas entre l'acteur et RTE

EDF	Fond	4.2.2.4.4	Le suivi des activations et de la qualification nécessitera probablement la mise en place d'un dispositif dédié (GIPSE, BOB, portail Services ?). EDF demande à RTE de préciser ses intentions en la matière, au travers d'ateliers techniques.		Les détails seront communiqués dans les ateliers techniques dès que ceux-ci seront prêts.
EDF	Fond	4.2.2.5.2	EDF observe qu'au lieu d'utiliser des mesures en puissance moyennées par minute, il serait envisageable d'utiliser les données natives à pas 1 minute des compteurs IP		A valider
EDF	Forme	4.2.2	Restreindre aux offres standards de RR le titre des articles 4.2.2 et 4.2.2.2 (comme cela est déjà le cas pour le 4.2.2.1)	« Qualification des EDA **formulant des offres standard de RR** »	Comme expliqué au point suivant (définition d'une EDA) remonté par EDF ci-dessous, la notion de qualification ne s'applique qu'au produit standard (implicitement de RR tant qu'il n'y a pas d'autre produit standard). RTE considère donc que : La notion de qualification ne s'appliquant qu'au standard, les EDA ne formulant pas d'offre standard ne s'applique pas pour elles La notion de RR est implicite tant qu'il n'y a pas d'autre produit standard. Avec la mFRR, le corps du paragraphe sera amendé pour l'intégrer. RTE propose donc de laisser les titres actuels
EDF	Forme	4.2.2.2	Idem : restreindre aux offres standards de RR le titre des articles 4.2.2 et 4.2.2.2 (comme cela est déjà le cas pour le 4.2.2.1)	« Pré-Qualification des EDA **formulant des offres standard de RR** »	Voir commentaire précédent
EDF	Fond	Déf - EDA	Dernière puce : il n'y a pas de notion de qualification pour les produits spécifiques	« Qualifiée pour un ou plusieurs types de produits standard ~~et spécifiques~~ »	RTE prend note de ce retour et a procédé aux modifications

10. Publications

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	4.10.1.1	EDF remercie RTE pour les précisions apportées dans les publications associées à TERRE.		RTE confirme que les indicateurs suivants continueront à être publiés : - Déséquilibre France

			De façon générale, EDF demande à RTE de continuer à publier l'écart France (indicateur n°3) ainsi que tous ses constituants, notamment - Ajustements spécifiques activés en France (pour les 4 motifs P=C, RSP, MAR, RSSSY) - Energie FCR et aFRR - Equilibrage transfrontalier hors TERRE (en distinguant BALIT, EDA point d'échange, contrats d'échange de secours) - Besoin de RTE servi par TERRE (en distinguant le volume d'offres standard activées en France et échange transfrontalier import/export)		- Ajustement spécifiques en France par motif - Energie FCR et aFRR - BALIT, échangeur et contrat de secours séparément - Besoin de RTE satisfait par TERRE - Le volume d'offres standard activées en France pour TERRE
EDF	Fond	4.10.1.1	EDF demande que RTE publie dès que possible, et sans attendre le démarrage de TERRE, les spécifications SI des futures publications, afin que les acteurs puissent anticiper ces changements.		RTE prend note de la demande. Un atelier a été organisé avec les acteurs le 5 février 2020 pour présenter les évolutions et notamment SI pour la publication des nouvelles données.
EDF	Fond	4.10.1.1	Publication n°7 (volume d'énergie de réglage secondaire) : EDF souhaite que le niveau de téléréglage (N) soit également publié		RTE prend note de la demande. Cette question sera traitée dans le cadre le participation de RTE à la plateforme européenne de réserve secondaire PICASSO.
EDF	Fond	4.10.1.1	Ajouter (en M+1 puis rejeu jusqu'en M+12) la publication de la somme des écarts positifs et négatifs, tous RE confondus : ceci permettra aux acteurs de disposer de leur propre vision sur la situation du coefficient k.		RTE prend note de la demande et pourra étudier sa faisabilité en fonction des priorités actuelles. En tout état de cause, RTE comprend la demande mais tient à rappeler que l'intérêt d'une telle publication diminuera avec le passage de la réconciliation temporelle au PRE.

EDF	Fond	4.10.1.1	RTE a fait le choix d'un Prix de règlement des écarts d'ajustement (PREA) égal au Prix Moyen Pondéré (PMP) figé à J+3 (le principe étant de ne pas avoir à régulariser ultérieurement les factures d'ajustement). La seule publication prévue semble être via la facturation des écarts d'ajustement dans le SI « Back-Office Balancing » : cela signifie qu'un AA ne connaitra cette valeur que sur les pas de temps où il a été activé. Il faut donc que ce PREA (PMP figé à J+3) fasse l'objet d'une publication dédiée sur le site RTE Services/Data.	Ajouter la publication du Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement	Le PREa sera bien disponible à tous les acteurs d'ajustement dans le SI « back office balancing » pour la vérification de leur facture. Le PREa correspond au PMP en J+3. Or le PMP sera disponible comme aujourd'hui sur le site internet RTE. RTE étudiera l'opportunité de doubler la publication du PREa sur le site RTE considérant que le PMP est déjà publié sur le site RTE.
EDF	Fond	4.10.1.1	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)		RTE prend note de la demande. Ces situations restent très exceptionnelles (moins d'une fois toutes les décennies pour l'EOD). RTE étudiera la possibilité de faire une publication ponctuelle si un évènement de ce type arrivait.
EDF	Fond	4.10.1.1	Pourquoi l'actuelle publication n°60 (courbe prix/volume) est-elle supprimée ? faut-il comprendre qu'elle est reprise par la publication n°5 du 2e tableau ?		En cohérence avec les évolutions pour le calcul de marges, la notion de pointes du matin et du soir va disparaitre. En conséquence cette publication sera amenée à disparaitre à moyen terme.
EDF	Fond	4.10.1.1	2e tableau – publication n°2 : Dans l'hypothèse où plusieurs couples volume/prix limite sont formulés, ils doivent tous être publié (et pas seulement le prix maximum) Dans le cas de la baisse, il faudra publier le prix limite minimum (et non maximum)		RTE confirme qu'il publiera le prix extrema associé par plage de besoin exprimé. RTE confirme qu'à la baisse c'est le prix minimum.
EDF	Fond	4.10.1.1	2e tableau – publication n°5 : confirme que cela inclue bien le volume d'offres filtrées/non partagées		RTE publiera en ligne avec l'article 12 du règlement Electricity Balancing le volume d'offres restreintes (filtrées).
EDF	Fond	4.10.1.1	2e tableau : ajouter - la capacité d'interconnexion disponible pour TERRE - la capacité d'interconnexion utilisée par TERRE		RTE prend note de la demande.

					Les règles MA-RE n'incluent pas les publications liées aux interconnexions, ce qui ne préjuge pas d'une possible publication
EDF	Fond	4.10.1.1	Ajouter la publication des volumes activés en utilisant le dispositif « Interconnexion controlability » : - Volume activé en France sur demande de RTE - Volume activé à l'étranger sur demande de RTE - Volume activé en France sur demande d'un autre GRT		RTE publiera bien le volume activé en France à la demande de la plateforme TERRE pour le besoin « Controlabilité des interconnexions » Il ne sera pas possible de distinguer si l'activation a satisfait un besoin français ou étranger.
EDF	Fond	4.10.1.2	Il est indiqué que, après une date Z, le calcul des Marges Requises et Opérationnelles sera réalisé : - sur l'ensemble de la journée, sans toutefois préciser la granularité exacte des publications. Le rapport d'accompagnement mentionne une granularité demi-horaire. - sera réactualisé toutes les heures, alors que le rapport d'accompagnement mentionne une mise à jour demi-horaire	Confirmer la granularité des marges : demi-horaire ? Confirmer la fréquence de mise à jour : horaire, demi-horaire ?	Les marges seront bien au pas demi-horaire La mise à jour sera bien au pas horaire comme indiqué dans les règles. La coquille dans le rapport a été corrigée.
EDF	Fond	4.10.1.3	Interconnexion controlability : contrairement à ce que laisse entendre le §5.7.5 du rapport d'accompagnement, aucune modification n'a été apportée à cet article. Préciser comment les activations du mécanisme « interconnexion controlability » seront prises en compte dans le calcul de la tendance du système.		Tout comme pour les offres standard activées pour cause P=C, RTE insensibilisera le déséquilibre des offres activées en France pour un besoin étranger. Aussi, les offres activées pour « contrôlabilité des interconnexions » seront intégrées dans le premier point « volume réalisé sur les offres d'ajustement » et soustraitent au point n°6 : « volume d'énergie à activer par RTE à la suite de demande d'activation émises par la liste de préséance économique commune »

EDF	Fond	4.10.1.3	Calcul de la tendance : - il semble que la 6e puce vise les offres standards activées en France ? (dans ce cas, préciser « standard »), ce qui réduirait donc la 1e puce aux offres spécifiques ? - 5e puce : « demande d'énergie formulée par RTE » : au cas où toute la demande ne serait pas fournie par TERRE (soit insuffisance d'offre, soit application du prix limite), il faudrait plutôt considérer la demande effectivement servie ?		RTE insensibilisera le déséquilibre des offres activées en France pour un besoin étranger. Aussi, les offres standard activées pour TERRE seront intégrées dans le premier point « volume réalisé sur les offres d'ajustement » et soustraitent au point n°6 : « volume d'énergie à activer par RTE à la suite de demande d'activation émises par la liste de préséance économique commune » Comme indiqué dans la puce n°5 ce seront bien les énergies demandées ET prises en compte au sein de cette dernière (autrement dit le besoin satisfait).
TDE	Fond	Rapport 3.3.2	TDE salue cette évolution, cela va dans le sens souhaité par les acteurs et les règles européennes. Il faudrait aller plus loin en publiant le merit ordrer des offres soumises à RTE comme ce que fait Elia. Cela permettrait aux acteurs d'avoir une meilleure vision de la formation du prix des écarts (rendue obligatoire par le passage en single price).	"Publier le merit order des offres tel que le fait Elia (https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/equilibrage/energie-prix-marginaux-de-la-puissance-de-reglage-disponible-par-niveau-de-volume)"	RTE publiera bien les offres déposées sur le MA sur la plateforme européenne ENTSO-E Transparency

11. Emergency and restoration

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	6	EDF confirme ce qu'elle a exprimé pendant la phase de concertation sur le règlement E&R, à savoir qu'il parait difficile, et en tout état de cause sous-optimal, de définir ex-ante des critères très précis de suspension et de rétablissement tenant compte de toutes les configurations possibles.		RTE prend note de ce retour. RTE confirme que le rapport de suspension est bien transmis aux acteurs concernés en application de l'article 38, paragraphe 2 du règlement européen.

			Il semble légitime que le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une certaine latitude pour appréhender la nécessité de suspendre ou non le marché, par exemple au regard de la dynamique de dégradation de la situation. Toutefois, EDF souhaite souligner que cela rend d'autant plus nécessaires les garde-fous proposés, qui doivent même être étendus : ainsi la justification a posteriori du GRT doit également être à destination des acteurs de marché. De plus, la non-pénalisation des acteurs qui suivent les instructions données par RTE pendant la phase de suspension doit bien sûr être un principe fort.		Le principe de non-pénalisation des acteurs qui suivent les instructions données par RTE pendant la phase de suspension est un principe fort inscrit dans les règles.
EDF	Fond	6.3.2	Ajouter les Responsables de Programmation et acteurs d'ajustement dans la liste des destinataires du rapport sur la suspension et le rétablissement des activités de marché rédigé par RTE.		Les acteurs d'ajustements sont déjà inclus dans les fournisseurs de service d'équilibrage. Les responsables de programmation ont été ajoutés.

12. Section – règles RE

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	Définitions - Compteur	Compteur : cf remarque formulée en section 1		Cf réponse formulée pour la section 1
EDF	Fond	Définitions – Données de comptage	Nouvelle définition de « données de comptage » : quelle articulation avec les définitions existantes de « courbe de charge »», « courbe de mesure », « pas de mesure » (également présentes section 1) ?		La nouvelle définition de « Données de Comptage » a été harmonisée avec la définition du CART. Les « Données de Comptage » sont en cohérence avec la « Courbe de Charge » au « Pas de Mesure », elle-même en cohérence avec la « Courbe de Mesure ».

EDF	Fond	B.1.1.2	Le projet de règles (B.1.1.2 et plusieurs occurrences dans le chapitre E) supprime la référence aux contrats d'obligation d'achat conclus avant la loi du 10 février 2000. Ceci étendrait de fait à tous les contrats d'obligation d'achat les dispositions spécifiques prévues dans les Règles actuellement en vigueur pour les contrats conclus avant la loi du 10 février 2000 et aurait des conséquences importantes sur les processus de rattachement ou de changement de périmètre d'équilibre des installations sous obligation d'achat, ainsi que sur les processus de signature des contrats. Une telle modification supposerait une concertation préalable. Par ailleurs EDF signale que quelques contrats d'OA conclus avant la loi du 10 février 2000 resteront en vigueur au-delà de 2020.		RTE a modifié le texte en ce sens.
EDF	Fond	B.1.2.3	EDF remercie RTE pour la précision ajoutée sur la non-application du mécanisme « RE bouclant » en phase Recotemp, le principe de cette étape étant en effet un bouclage sur les pertes. Dans un but de clarification, EDF propose le complément suivant :	« Ces modalités de bouclage mentionnées ci-dessus sont appliquées par le GRD lors du calcul des Ecarts. Elles ne sont pas appliquées lors de la Réconciliation temporelle, **hors correction d'éventuelles erreurs de publication non détectées en phase Ecart (erreur sur site télérelevé et/ou erreur d'affectation sur un RE) faite en amont du processus de Réconciliation Temporelle des pertes du GRD.** »	RTE a modifié le texte en ce sens.
EDF	Fond	B.2	Il faudrait préciser la portée de l'ajout « Toutes les Annexes constituent partie intégrante des Règles. » En particulier il ne faudrait pas avoir à resigner toutes les annexes et accord de participation/rattachement existants à chaque évolution des règles. Ceci représenterait une charge opérationnelle importante, sans apporter de plus-value.		L'objectif de cette nouvelle formulation est justement de pouvoir apporter des modifications aux annexes dans le cadre d'une nouvelle version des Règles, sans que cette modification nous oblige à signer une nouvelle fois toutes les annexes dont la trame a été modifiée.
EDF	Fond	B.5.1.3	Cf remarque formulée au E.3.4 (mise à jour des conditions particulières du contrat GRD-RE)		Cf réponse ci-dessous
EDF	Fond	C.8	Dématérialisation des accords de rattachement : cf remarque formulée en introduction de la réponse		Cf réponse ci-dessous
EDF	Fond	C.8.3.5	Rattachement RE des auxiliaires : sur le fond, EDF n'est pas favorable au principe de retour automatique des auxiliaires dans le périmètre du RE de l'injection et est favorable à l'application normale des mécanismes prévus par le CART en absence de RE (RTE met en demeure le producteur de désigner un RE via un accord de rattachement).		Cette règle n'a pas fait l'objet de modification pour cette consultation.

EDF	Fond	C.15.1	Calcul de l'écart : EDF comprend qu'il s'agit uniquement de revoir la formulation pour se mettre en conformité avec le vocabulaire du règlement Balancing, sans impact sur le calcul de l'écart. Il semble que le terme « sous-maille » peut-être source d'ambiguïté, EDF suggère la reformulation suivante : EDF demande à RTE de confirmer l'impact éventuel sur les publications à destination du RE (modification du nom des sous-totaux, … ?) et le cas échéant de publier dès que possible les spécifications SI.	Sur chaque Pas Demi-Horaire d'une Journée J, RTE calcule a posteriori l'Ecart du RE comme la somme ~~de plusieurs sous mailles~~ des composants « Position », « Volume alloué » et « Correction du déséquilibre » définie~~s~~ ci-après, selon les éléments constitutifs du périmètre du RE.	Des ateliers seront prévus courant 2020 afin de présenter le service qui sera mis en œuvre pour publier l'écart S+1 du RE.
EDF	Fond	C.15.4.3.2	EDF demande à RTE de préciser les éventuels changements de format des données publiées aux RE, dans le cadre de la bascule vers le portail Data		Cf commentaire ci-dessus pour le S+1 Le service BIG Imbalance est déjà disponible actuellement au sein du portail DATA pour mettre à disposition l'écart du RE à partir de S+3.
EDF	Fond	C.16.1.7.2 C.16.3	Avec la facturation de Recotemp au PRE, EDF comprend que la Recotemp ne sera plus exprimée comme un delta par rapport au M+12 (terme « Correction » cf. C.16.1.7.1) mais prendra la forme d'une nouvelle republication d'écart s'ajoutant aux S+1/S+3, M+1, M+3, M+6, M+12, dans des modalités similaires au C.15.4. EDF demande à RTE de préciser l'impact sur les spécifications SI des publications à destination des RE, notamment le taggage permettant de distinguer ces différentes échéances.		Des ateliers seront prévus courant 2020 afin de présenter le service qui sera mis en œuvre pour publier l'écart RT du RE.
EDF	Fond	Annexe C7bis C8bis C9bis	Cf remarques formulées plus haut sur la dématérialisation de la gestion du périmètre (C.8)		Cf réponse ci-dessous
EDF	Fond	Annexe C7bis	« Le Périmètre d'Equilibre de … est composé notamment des éléments suivants » : il semble que la formulation antérieure était plus claire « le site … va être rattaché au Périmètre d'Équilibre de … » ? Le schéma du site et les formules de décompte doivent être annexés à l'Accord RPE (et non simplement transmis par le site au RE) et être accessibles via le portail : il s'agit en effet d'éléments fondamentaux sur lequel le RE est engagé.	Conserver la formulation actuelle Conserver la formulation actuelle comme quoi le schéma du site et le formule de décompte sont annexés à l'Accord de Rattachement au Périmètre d'Equilibre	La reformulation proposée par RTE, qui positionne la phrase au-dessus plutôt qu'en dessous des différents éléments, a pour objectif de faciliter la compréhension du document. Pour l'annexe, c'est un choix délibéré de RTE de ne pas faire l'intermédiaire.
EDF	Fond	E.3.4	EDF est tout à fait favorable à la modification proposée, qui vise à limiter le besoin de signer un avenant au contrat GRD-RE (Annexe E-C1) en cas de modification des modalités de profilage.		Réponse conjointe RTE / Enedis :

			Ces modalités sont en effet applicables à tous les RE (les spécificités éventuelles du RE bouclant étant traitées par ailleurs – Annexe E-C2). EDF remercie les Gestionnaires de Réseau pour cette simplification. Il sera utile de - préciser dans quel cas la signature d'un avenant s'impose (selon B.5.1.3) - à quel endroit la DTR du GRD est accessible (par exemple sur son site internet ?) - que le GRD Notifie aux RE la version révisée ainsi que la date d'entrée en vigueur		L'évolution proposée vise à simplifier les modalités de mise en œuvre des évolutions relatives aux contrats GRD-RE. Les dispositions du B.5.1.3. prévoient la possibilité d'un avenant « si le GRD l'estime nécessaire ». Les deux dispositions ne semblent pas antagonistes. Les Documentations Techniques de Référence des GRD sont disponibles sur leur site internet. Les dispositions prévues sur la notification et la date d'entrée en vigueur sont précisées dans les propositions d'évolutions du E.3.4.
EDF	Fond	E.4.1.2	La modification semble exclure un rattachement distinct des auxiliaires pour les sites d'injection en contrat de service de décompte : une telle évolution n'est pas justifiée.	Rétablir le texte supprimé	Réponse conjointe RTE / Enedis : Le décompte n'est pas autorisé en conformité avec la réglementation sur le soutirage d'énergie. Seuls les cas particuliers prévus explicitement par la réglementation permettent le décompte.
EDF	Fond	E.5	Le délai de 3 mois doit s'appliquer à partir de la Notification par le GRD des nouvelles modalités (cf E.3.4) et non à partir de la concertation.	Le GRD respectera un délai minimum de trois (3) mois, entre la ~~concertation~~ **Notification** de la version révisée des conditions particulières du contrat GRD-RE	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
EDF	Fond	Annexe E-C1	Cf remarque formulée au E.3.4 (mise à jour des conditions particulières du contrat GRD-RE)		Réponse conjointe RTE / Enedis : Cf. réponse ci-dessus
EDF	Fond	2.5 C.5	EDF comprend que les modalités proposées en 2.5 (resp. C.5) conduisent à ce que le périmètre d'ajustement (resp. d'équilibre) n'est transféré au RE cessionnaire qu'en cas de « transmission universelle de patrimoine ». Dans les autres cas, seul l'Accord de Participation est transféré, le transfert du périmètre proprement dit nécessite de re-signer les Accords de Rattachement pour chaque élément du périmètre. Afin de limiter les conséquences pour le client final d'une telle procédure inutilement lourde, il serait utile de permettre également un transfert du périmètre en masse (en totalité ou	~~« Le RE cessionnaire et le RE cédant sont tenus solidairement à l'exécution de toute obligation en vertu de l'Accord de Participation ayant fait l'objet de la cession.~~	EDF soulève deux points distincts :

			par lots), accompagné par exemple d'un engagement du nouveau RE à informer le client. En l'état, le paragraphe « l'AA (resp. RE) cessionnaire et l'AA (resp. RE) cédant sont tenus solidairement à l'exécution de toute obligation en vertu de l'Accord de Participation ayant fait l'objet de la cession » implique que l'AA/RE cédant est solidaire de façon non limitée de toutes les obligations nées de l'Accord de participation jusqu'à son terme. Or, l'AA/RE cédant ne devrait être solidaire que des conséquences des obligations nées lorsqu'il était AA/RE et des conséquences qui y sont attachées. Pour les actes intervenus après la cession, l'AA/RE cessionnaire est seul responsable. Le paragraphe suivant, décrivant la clause par laquelle le cessionnaire reconnait se substituer au cédant, est suffisant pour garantir les conséquences des actes passés avant la cession sous réserve que cette clause ne soit pas facultative et que l'AA/RE reste solidaire après la cession des conséquences des obligations nées avant la cession. Nous proposons donc une modification en ce sens :	~~Le cas échéant~~, Une clause est insérée dans l'avenant à l'Accord de Participation constatant la cession. Par cette clause, le RE cessionnaire reconnaît se substituer au RE cédant et être redevable de toutes les sommes dues par ce dernier depuis date de signature de l'Accord de Participation par le RE cédant. **Le RE cessionnaire reste tenu solidaire de toutes les obligations et de leurs conséquences nées de l'Accord de Participation avant la date de cession**. »	1) Au sujet du transfert en masse des accords de rattachement : les règles REMA sont soumises aux dispositions du Code civil qui prévoient que, dans le cadre d'une cession de contrat, le cédant (le RE sortant) et le cessionnaire (le nouveau RE) doivent obtenir le consentement du cédé (le site qui a signé l'accord de rattachement avec le cédant/ RE sortant) afin que le transfert du contrat soit opposable au cédé. Cela se comprend : le site doit donner son accord afin de pouvoir être rattaché à un nouveau RE 2) RTE propose une nouvelle formulation qui prend en compte les craintes d'EDF : **« S'agissant des obligations nées en vertu de l'Accord de Participation avant la cession de ce-dernier**, le RE cessionnaire et le RE cédant sont tenus solidairement ~~à l'exécution de toute obligation en vertu de l'Accord de Participation ayant fait l'objet de la cession~~ à leur exécution. Le cas échéant, une clause est insérée dans l'avenant à l'Accord de Participation constatant la cession. Par cette clause, le RE cessionnaire reconnaît se substituer au RE cédant et être redevable de toutes les sommes dues par ce dernier depuis date de signature de l'Accord de Participation par le RE cédant.»

n	fond	E.3.1.	Suite aux demandes des acteurs, proposition pour expliciter l'application automatique des évolutions contractuelles concertées.	Ajouter "Les évolutions des Chapitres A, B, E, et F concertées dans les groupes de travail du CURDE et/ou du CURTE puis approuvées par la CRE s'appliquent automatiquement aux contrats GRD-RE. De même, les évolutions relatives aux Conditions Particulières GRD-RE, publiées dans la Documentation Technique de Référence des GRD, s'appliquent automatiquement aux contrats GRD-RE signés sans nécessiter de nouvelles signatures. "	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FC2		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" et conclu avec le GRD en date de JJ/MM/200"au preambule de l'annexe E-FC2	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FC2bis		supprimer un 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200 " et conclu avec le GRD en date de JJ/MM/200"au preambule de l'annexe E-FC2bis	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FC3		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" et conclu avec le GRD en date de JJ/MM/200"au preambule de l'annexe E-FC3	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FC4		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" au preambule de l'annexe E-FC4	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FF1		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" au preambule de l'annexe E-FF1	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FF3		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" au preambule de l'annexe E-FF3	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée

ADEeF	forme	Annexe E-FR2		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" au preambule de l'annexe E-FR2	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FR3		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" au preambule de l'annexe E-FR3	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée
ADEeF	forme	Annexe E-FP2		supprimer les 0 comme suit : "conclu avec RTE en date du JJ/MM/200" au preambule de l'annexe E-FP2	Réponse conjointe RTE / Enedis : Ok pour la modification proposée

13. Autres évolutions

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ENGIE	Fond	Rapport 8.8.1.4	Nous ne sommes pas sur de comprendre ce que l'on appelle "dématerialisation". Si c'est le fait de pouvoir renseigner de manière informatique les formulaires sans passer par une impression papier comme aujorud'hui, alors cette évolution est accueillie favorablement. Les annexes C7, C8 et C9 ne sont d'ailleurs pas les seules à devoir être dématerialisées. Ex : E-FC1, E-FC2, E-FF, etc…		N/A
Alpiq	Fond	Section 1 des Règles MA-RE / Articles 4.3.1.3.2 et 4.3.1.3.3	"Durée d'Utilisation Minimale. Cette durée devra au moins être égale au Pas de Mesure des Installations de Comptage et différente de la Durée Maximale d'Utilisation" => La solution proposée (DOmin ≠ DOmax), qui introduit une contrainte structurante sur les CUO, nous paraît éloignée du problème à résoudre. Une réflexion commune de l'ensemble des acteurs nous semble indispensable avant l'application d'une telle mesure.		La solution a été présentée lors du GT MA RE, RTE propose de maintenir la proposition.

ADEeF	Fond	4.2.1.1	Les GRD souhaitent maintenir la formulation et le processus opérationnel existants. D'une part car la formulation de RTE n'a pas de sens dans le cas où RTE reçoit une demande dans les 7 derniers ouvrés d'un mois M. D'autre part, parce que le processus existant permet l'ajout d'une EDA, lorsqu'elle est composée de sites RPD, au Périmètre d'Ajustement, dans un délai de 5 jours ouvrés. Or, il faudra tenir ce délai lors de la mise en oeuvre du passage à une fréquence hebdomadaire de la gestion de périmètre. Il serait donc couteux de passer à un processus mensuel, tel que le propose RTE, puisqu'il faudrait revenir sur ce processus dans 2 ans tout au plus.	4.2.1.1 [...] Dans un délai de cinq (5) Jours Ouvrés à compter de la réception de la demande, RTE transmet à l'Acteur d'Ajustement, par voie de Notification, le nom de l'EDA, afin de permettre les démarches de rattachement d'un ou plusieurs Groupes de Production, Unités de stockage ou Sites à cette EDA, telles que définies à l'Article 4.2.4. ~~Au plus tard sept (7) Jours Ouvrés avant la fin du mois de réception de la demande~~ Dans le même délai, RTE informe l'ensemble des GRD de l'ajout d'une EDA au Périmètre d'Ajustement de l'Acteur d'Ajustement,	Seules les demandes émises par un acteur d'ajustement 10 jours ouvrés avant fin de M sont prises en compte dans le périmètre M+1. Afin de tenir compte des demandes émises près de cette échéance, RTE propose de retenir la formulation suivante : « Dans le même délai ou au plus tard sept (7) Jours Ouvrés avant la fin du mois de réception de la demande ».
EDF	Fond		Sur le principe, EDF est favorable au principe de dématérialisation des accords de rattachement proposé par RTE, sous réserve que RTE précise ses intentions en matière de modalités et délais. Selon les orientations qui seront prises, les impacts organisationnels, contractuels et informatiques peuvent en effet être significatifs pour les acteurs et les clients finals concernés. A titre d'illustration : - Aujourd'hui, l'accord de rattachement au périmètre d'équilibre est généralement signé en même temps que le contrat de fourniture puis transmis à RTE ou au GRD par le RE/fournisseur. Un mécanisme reposant sur des gestes à réaliser par le RE ET le Client dans leurs portails Services respectifs créerait un risque d'incidents de rattachement, il faudra donc préciser le processus envisagé en veillant à sa simplicité/facilité de mise en oeuvre. - Le projet de règles prévoit la dématérialisation pour les accords concernant les sites raccordés au RPT (annexes actuelles C7 à C9) mais pas pour ceux raccordés au RPD (annexes E-FC1 à E-FC3) : ceci conduirait à un processus différentié pour les RE, EDF appelle les GRD à préciser leurs intentions. - Quelles modalités d'administration/habilitation/délégation/sous-ensembles du périmètre pour les gestes de rattachements et de suivi ? - Le schéma du site et les formules de décompte doivent continuer à être annexés à l'Accord de Rattachement au PE (et non simplement transmis par le site au RE) et être		Un atelier ad hoc sera mis en place sur ce sujet courant 2020 pour préciser le processus cible ainsi que partager la date de bascule.

			accessibles via le portail : il s'agit en effet d'éléments fondamentaux sur lequel le RE est engagé - Quelles interfaces IHM et API pour accès au détail du périmètre (rattachements, liste des sites, accès aux formules de décompte, schémas d'alimentation, etc) ? - Indépendamment du support de déclaration, les nouvelles annexes C7bis/C8bis/C9bis introduisent par ailleurs des reformulations qui mériteraient d'être explicitées par RTE. Le délai annoncé par RTE (fin 2020) apparait comme prématuré compte tenu de ces éléments. En préalable à toute décision, EDF appelle donc RTE ainsi que les GRD à détailler en GT les modalités envisagées et à consulter les acteurs sur la date de mise en œuvre. EDF demande d'ores et déjà de maintenir comme aujourd'hui, au moins dans un premier temps, une possibilité de transmission par le RE des formulaires (accord de rattachement cosigné par le RE et le site, demande de retrait de périmètre signée par le RE).		
EDF	Fond		Comme déjà formulé lors de la consultation sur les règles MA-RE v9, les règles sont de plus en plus complexes. Chaque évolution est expliquée et détaillée dans un document d'accompagnement « incrémental », EDF appelle RTE à capitaliser ces éléments dans un document d'accompagnement « pérenne » des règles.		RTE note la proposition et réfléchit au format le plus adapté pour éventuellement prendre en compte cette demande.
EDF	Fond	Déf - compteur	EDF comprend de la distinction « compteur »/ « installation de comptage » que le terme « compteur » recouvre l'enregistreur de données, le terme « mesure » utilisé ici semble donc ambigu ?		Les définitions ont été harmonisées avec celles du CART.
EDF	Fond	Déf – marge opérationnelle	Pourquoi restreindre la définition aux seules offres spécifiques, et non standards ? Par offres « identifiées », faut-il comprendre les offres disponibles et susceptibles d'être activées pour répondre au déséquilibre ? Ou aux offres effectivement activées pour motif P=C ? Dans ce cas, pourquoi restreindre à P=C et ne pas considérer les autres volumes ?		Les marges sont calculées sur la base des offres spécifiques (comme il y a une obligation à ce que la capacité offert en standard le soit également en spécifique, cela nous permet de ne compter les capacités qu'une seule fois. Cela correspond aux offres disponibles et susceptibles d'être activées pour répondre pour répondre au déséquilibre.

EDF	Fond	2.16	« Cette suspension est notifiée à la CRE et la DGEC » : préciser par qui (RTE)	« Cette suspension est notifiée à la CRE et la DGEC **par RTE** »	RTE a modifié le texte en ce sens. Merci pour ce retour.
EDF	Fond	4.2.1.2	Pour la bonne compréhension des acteurs, il sera souhaitable d'ajouter, soit dans les règles soit dans un document d'accompagnement, un récapitulatif des modalités applicables pour chacune des 5 (6 si on ajoute le stockage) catégories d'EDA listées au 4.2.1.2 : - Obligation d'envoi d'un PA - Format d'offre explicite/implicite/TERRE - Contrôle de réalisé - Possibilité d'agrégation … RTE indique dans le rapport d'accompagnement que les installations de stockage « n'héritent pas directement de toutes les dispositions de programmation applicables aux sites d'injection RPT ». EDF souhaite que RTE clarifie de quelles dispositions précises les installations de stockage hériteront ou n'hériteront pas.		RTE note la proposition et réfléchit au format le plus adapté pour éventuellement prendre en compte cette demande. Côté programmation, les installations de stockage, n'héritent pas de l'obligation d'offrir le disponible (en lien avec la règlementation applicable aux groupes de production), et donc celle de programmer, même sans participation au MA. A terme, RTE voudrait proposer un cadre dérogatoire explicite pour la constitution des EDP, qui ne serait pas forcément applicable aux sites classiques (à concerter lors des prochains GT).
EDF	Fond	4.2.1.2.1	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, il serait utile que RTE confirme ses intentions quant au devenir des EDA « point d'échange »		RTE souhaite le maintien de cette possibilité.
EDF	Fond	4.2.4.1.2	La résiliation de l'accord de participation en cas de non présentation de l'accord du site semble être une mesure extrême. Il pourrait être envisagé de commencer par l'exclusion de l'EDA (cf 4.6.1.2.4), puis résiliation de l'accord de participation en cas de défaillances répétées.		La résiliation de l'accord de participation déjà prévue dans l'ancienne version des Règles à l'article 2.17.1. qui est ainsi rédigé (et qui n'a fait l'objet d'aucune modification) :

					« *RTE peut résilier l'Accord de Participation par l'envoi d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception dans les cas suivants : (…) après mise en demeure de l'Acteur d'Ajustement par le Gestionnaire de Réseau qui lui en Notifie la demande, de transmettre le document contractuel respectant le formalisme décrit à l'Article 4.2.4.1.2, restée sans effet après le délai imparti inscrit à la lettre de mise en demeure* » Dans un souci de clarté et de simplification, nous avons précisé aussi à l'article 4.2.4.1.2 que le non-respect de cette disposition emporte résiliation de l'accord de participation. La résiliation de l'accord ne constituant pas une nouvelle disposition des Règles, elle n'est pas incluse dans le périmètre de la consultation publique.
EDF	Fond	4.3.2	Lien avec les Réserves Rapides et Complémentaires : les éventuelles restrictions liées aux RR/RC devraient être décrites dans le contrat RR/RC, et non dans les règles MA (voir également 3.2.4.3)	Retrait des dispositions particulières aux contrats RR/RC (dernier paragraphe)	Ces dispositions seront reprises dans le contrat RRRC à l'issue de la concertation prévue au T1 2020. RTE propose toutefois de les maintenir dans les règles MA-RE.
EDF	Fond	4.3.2	Premier paragraphe : ajouter que la fermeté de l'offre n'est pas garantie en cas de sollicitation par RTE d'un groupe de l'EDA en Compensateur Synchrone (ou plus largement toute modification du fonctionnement à l'initiative de RTE).		L'article 4.3.2 des règles MA-RE traite des liens entre les différents types d'offres d'ajustement et ne s'applique pas aux autres sollicitations. Ainsi, RTE propose de ne pas faire figurer la mention aux compensateurs synchrones dans cette version des règles MA-RE. La proposition pourra être réinterrogée si nécessaire lors de la prochaine concertation.

EDF	Fond	4.4.8.2	Transmission des messages d'information pour insuffisance d'offre : ajouter la possibilité d'abonnement à un service mail (comme indiqué dans le rapport d'accompagnement au §3.2.2)		La mise à disposition prendra à la fois la forme d'un message publié sur le site internet RTE 'comme aujourd'hui) ainsi que d'un abonnement par mail.
EDF	Fond	4.4.8.3.1	Idem : préciser quelle forme prend la « mise à disposition d'un message »		La mise à disposition prendra à la fois la forme d'un message publié sur le site internet RTE 'comme aujourd'hui) ainsi que d'un abonnement par mail. Pendant une période transitoire, le flux RSS sera maintenu.
EDF	Fond	4.4.9	Indisponibilité non programmée du réseau amont : les GDP non constitutifs d'EDA devraient être traités de la même façon que les moyens non offerts.		Ces dispositions figurent telles quelles dans le CART. RTE étudiera une modification conjointe des règles MA et du CART ultérieurement.
EDF	Fond	4.5.2.2.1	Les STEP sont actuellement traitées comme des sites d'injection avec deux EDA turbine/ resp. pompe, il faut garder cette possibilité sauf à se priver de la disponibilité du pompage sur le MA.		Point déjà traité dans la partie Stockage
EDF	Fond	5.8	Il était question lors des règles v8 que l'ensemble des frontières basculent en modalités de « compensation financière » (§5.8.3) au lieu de rattrapage physique : RTE peut-il préciser où en sont les GRT ?		Les GRT ont saisi les régulateurs en juillet 2019 des propositions liées aux articles 50 et 51 du règlement EBGL. Suite à cette saisine les régulateurs ont formulé une demande d'amendement fin 2019. En tenant compte du temps nécessaire au traitement de la demande, à la re-saisine des propositions et à l'instruction par les régulateurs, les propositions pourraient être approuvées mi-2020 pour une mise en œuvre au plus tard en mi-2021.

EDF	Fond	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 et la section 2	Remplacer « Position » par « factures d'écart » ?	RTE n'est pas favorable et propose de ne pas faire de modification pour cette version des règles. Le terme « factures d'écart » risque d'être source de perturbations. Etant donné qu'il n'y a pas de référence à la position d'EBGL dans les règles, donc le risque de confusion parait mineur voire inexistant.
EDF	Fond	4.2	EDF souhaite que RTE poursuive les travaux sur les possibilités d'agrégation, notamment pour permettre le développement des projets de VPP et de participation à RRC ou aux plateformes d'équilibrage européenne.		RTE a prévu de continuer la concertation sur les possibilités d'agrégation pour le stockage au plus vite après l'étape 2. RTE comprend que les possibilités d'agrégation sont prioritaires pour EDF.
EDF	Fond	5.3.2	Le terme « dans le cas contraire » semble ambigu, il faudrait mieux distinguer les offres standards et spécifiques Couvrir le cas où Prix marginal > Prix d'offre (il ne faudrait pas avoir un surcoût négatif)	Proposition : « Pour chaque Pas Demi-Horaire, le surcoût d'un ajustement à la Hausse est égal au volume d'ajustement valorisé au prix : - Pour une offre d'ajustement spécifique, max (0 ; Prix d'offre – PME » - Pour une offre d'ajustement standard, max (0 ; Prix d'Offre – prix marginal de la plateforme) telle que défini au 5.5 »	Merci, RTE a proposé une rédaction alternative qui distingue les offres standard et spécifiques.