Réponse EDF à la consultation des règles MA RE V9.2 – 22 Mars 2021

Article concerné	Type (fond/forme)	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
Remarque générale				
EDF accueille favorablement cette consultation sur les futures règles MA-RE v9.2. Comme déjà formulé lors de la consultation sur les règles MA-RE v9.1, 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. Il serait également souhaitable que RTE publie dès que possible les spécifications SI des futures publications et autres modifications prévues par les évolutions de règles, afin que les acteurs puissent anticiper ces changements et faire les développements nécessaires dans le temps imparti. En effet, EDF a récemment rencontré des difficultés importantes concernant la mise en œuvre du changement du délai de publication des écarts RE (passage de S+3 à S+1), rendue complexe du fait du délai court entre la communication des informations techniques et le changement de publication effectif, et souhaiterait éviter qu'une telle situation ne se reproduise. La réponse d'EDF est constituée de ce document, et développe notamment les sujets suivants : • Rémunération des offres bloquées : L'ensemble des formules proposées par RTE n'est pas cohérent avec les définitions des Volumes Commerciaux des offres d'ajustement. De plus, les formules concernant les offres standards bloquées en sens inverse de l'Activation spécifique apportent de la complexité supplémentaire au cadre de rémunération des offres bloquées. Une formule de rémunération unique pour tous les cas, alignée sur les formules des cas d'offres standard bloquées dans le même sens que l'Activation spécifique, simplifierait les modalités de calcul. • Possibilité d'établissement de conventions spécifiques entre RTE et le producteur pour les activations par automate : Ces conventions techniques permettent de décrire les modalités d'activation par automate, afin de tenir lieu d'offre MA « permanente » dispensant d'envoyer des offres au jour le jour. Ces activations sont pour l'instant limitées au motif « traitement des congestions ». Le volume de ces offres étant amené à croître significativement dans les années à venir, leur extension à la gestion de l'EOD permettrait d'accroître la liquidité des offres d'ajustement à la baisse. EDF propose donc d'étendre à la gestion de l'EOD les offres d'ajustement émises par les producteurs EnR au complément de rémunération pour la résolution des congestions par automates, les règles précisant déjà que ces conventions peuvent prévoir des activations pour P=C. • Complément sur l'étape 2 du Stockage : Lors d'un précédent GT MA-RE, RTE a mentionné que la non dégradation des SSYf dans le cadre d'offres proposées sur des sites de stockage pourrait être levée après l'étape 2. La formulation actuelle de la proposition de règles semble exclure d'emblée une potentielle levée de la contrainte post étape 2.			

- Evolution du PMP relative à ISH : EDF souhaite que RTE mette à la disposition des acteurs un historique des PMP modifiés (PMPb et PMPh) sur la période allant du 01/04/2017 à la date d'entrée en vigueur du PMP modifié, afin que les acteurs soient en mesure d'évaluer l'impact potentiel de l'évolution du PMP et assurer la provision pour risque correspondante.

- Homologation aux méthodes de contrôle du réalisé : la simplification à l'homologation n'est proposée qu'aux demandes relatives à la méthode par historique. Une nouvelle consultation venant de débuter sur les règles NEBEF, les évolutions qui en ressortiront pourraient ne pas être incluses dans le jeu de règles MA-RE v9.2 si la consultation NEBEF prend fin trop tardivement par rapport à la consultation MA-RE v9.2. Le cas échéant, RTE doit accélérer la concertation NEBEF sur le sujet pour que les nouvelles modalités qui seront convenues avec les acteurs puissent être répliquées dans le jeu de règles MA-RE v9.2 actuellement en cours de consultation. A défaut de pouvoir accélérer la concertation NEBEF, il faudrait que RTE mette en œuvre dans les règles MA-RE v9.2 la simplification qui avait été proposée lors de la consultation NEBEF v3.3 pour éviter de devoir reporter d'au moins un an la simplification de l'homologation initiale à la méthode par prévision, ce qui serait très pénalisant pour les acteurs.

1. Définitions				
Délai de Mobilisation d'une offre ou DMO	Forme	Définition assez peu explicite, proposition de reformulation.	En complément de la définition déjà existante **: Le délai de Mobilisation est le temps nécessaire pour que le moyen appelé à l'ajustement atteigne la puissance d'ajustement demandée par RTE à partir du moment où l'ordre est reçu. Il s'agit de la somme du délai de préparation et du temps entre l'instant de Début d'Ajustement et l'atteinte de la consigne de puissance demandée soit l'instant d'Activation**	
Délai de Neutralisation entre Activations ou DNA	Forme	Proposition de précisions dans la définition.	Délai déclaré par l'Acteur d'Ajustement et correspondant à la durée minimale entre l'Instant de Désactivation d'un ajustement et l'Instant d'Activation de l'ajustement suivant **concernant les offres d'ajustements spécifiques explicites**	
Délais	Forme	Pour les définitions des délais : DDO, DMO, DP et DNA, contrairement à DoMax et DoMin, la résolution et l'unité ne sont pas précisées.		
DoMax	Forme	La formulation ne précise pas qu'il est possible de désactiver un ajustement avant l'atteinte du DoMax.	Durée **maximale**, exprimée en minutes et à une résolution de cinq (5) minutes, à l'issue de laquelle une Offre Activée doit être Désactivée	

DoMin	Forme	De même, la formulation ne précise pas qu'il est possible de désactiver un ajustement après l'atteinte du DoMin.	Durée **minimale**, exprimée en minutes et à une résolution de cinq (5) minutes, pendant laquelle une Offre Activée ne peut être Désactivée.	
Instant de Désactivation & Instant de Fin d'Ajustement	Forme	Ajouter l'arrondi conformément à l'Article 2.15 comme pour instant de début d'ajustement et instant d'Activation.		
Installation de Stockage Stationnaire d'électricité ou ISS ou Site de stockage stationnaire	Forme	La définition d'Installation de Stockage Stationnaire (ou ISS) ou Site de stockage stationnaire renvoie à la définition de site de stockage.	Définition d'Installation de stockage à supprimer car non utilisée.	
Marge Requise	Forme	« Marge minimale dimensionnée pour respecter un niveau de risque prédéfini de faire appel aux moyens exceptionnels, aux EDA non offertes ou aux moyens d'urgence. Elle est calculée pour une échéance donnée. » La phrase semble incomplète.	Marge minimale dimensionnée pour respecter un niveau de risque Prédéfini **avant** de faire appel aux moyens exceptionnels, aux EDA non offertes ou aux moyens d'urgence. Elle est calculée pour une échéance donnée.	
Offre Complémentaire	Fond	Pour une EDA donnée, la puissance offerte au titre d'une Offre Complémentaire s'ajoute à la puissance déjà offerte sur la même EDA. La définition indiquée dans les règles diffère des pratiques utilisées en exploitation (puissance non additionnée).		
Offre Standard de RR Bloquée par RTE	Forme	Proposition de précisions.	Offre d'Ajustement partagée et **activée** sur les plateformes de produit standard de RR ou de mfRR, mais non **appelée** par RTE au retour du fixing de la plateforme	
Plage de Mise en	Fond	Délai de désactivation non défini dans les règles.		

Œuvre				
Programme de Marche	Forme	Erreur dans la définition du PM ?	Pour une EDP, le Programme de Marche est une chronique de quintuplet de puissance que doit suivre l'EDP et correspond au ~~premier~~ **dernier** Programme d'Appel reçu pour cette EDP en J-1 modifié par les éventuelles Redéclarations de Programmes d'Appel Acceptées par RTE et/ou Redéclarations des performances et contraintes techniques et/ou Activations d'Offres d'Ajustement par RTE et/ou Ordres à Exécution Immédiate.	
STEP	Forme	Mettre à jour la définition pour être identique à la modification proposée pour la section 2.		
2. Dispositions générales				
2.8	Forme		Faute de frappe sur **Apparition**	
Section 1 : 2.5 Section 2 : C.5	Fond	EDF comprend que les modalités proposées en 2.5 (respectivement. C.5) conduisent à ce que le Périmètre d'Ajustement (respectivement RE) n'est transféré à l'Acteur d'Ajustement (respectivement 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 résigner 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 par lots), accompagné par exemple d'un engagement du nouveau RE à informer le client.		
3. Programmation				
3.	Fond	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 s'était engagé à réfléchir au format le plus adapté pour répondre à cette demande lors de précédentes consultations. EDF souhaiterait donc avoir des informations sur l'état d'avancement des réflexions.		
3.	Forme	« Installations non marginales » non définies.	Renvoyer à l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.	
3.2.2.1 & 3.2.2.2.	Fond	« Les valeurs des cinq chroniques de puissance d'une entité sont établies au 1/1000 ème de MW » est incohérent avec les règles de troncature implémentées dans le SI RTE. Il n'y a aucune référence à la troncature réalisée par RTE sur les valeurs de puissance active et SSYf lors de la réception des programmes d'appel dans TOPASE. Il faudrait a minima mettre en conformité les règles avec les pratiques implémentées dans le SI RTE. Il faudrait néanmoins que RTE prenne en compte dans son SI les programmes d'appel au 1/10ème de MW près, pour ne pas pénaliser les acteurs.		
3.2.2.5	Fond	Concernant le cas de l'annulation d'un guichet G a posteriori, l'Acteur ne peut pas garantir à RTE d'être en mesure de ne pas mettre en œuvre les redéclarations soumises au guichet G, mais ne peut faire que ses meilleurs efforts.	En cas de non mise à disposition du fichier de restitution des acceptations et/ou refus des mises à jour de Programmes d'Appel en infrajournalier par RTE à un Guichet G ou en cas d'annulation d'un Guichet G, le Responsable de Programmation **fait ses meilleurs efforts pour ne pas mettre** en œuvre les redéclarations **soumises au Guichet G** et prend rapidement contact avec RTE par téléphone.	
3.2.3.3.3	Forme	La transmission par le Responsable de Programmation de la fin de l'aléa technique implique, en l'absence d'information complémentaire, le retour au dernier Programme de Marche	La transmission par le Responsable de Programmation de la fin de l'aléa technique implique, en l'absence d'information complémentaire, le retour au	

		transmis à l'EDP concernée.	dernier Programme de Marche **avant aléa** transmis à l'EDP concernée.	
3.2.4	Forme	Même remarque que pour la définition de Programme de Marche.	Le Programme de Marche suivi par une EDP correspond au ~~**premier**~~ **dernier** Programme d'Appel reçu pour cette EDP en J-1 modifié par les éventuelles Redéclarations de Programmes d'Appel Acceptées par RTE et/ou Redéclarations des performances et contraintes techniques et/ou Activations d'Offres d'Ajustement par RTE et/ou Ordres à Exécution Immédiate	
3.2.4.1	Forme	Erreur dans la rédaction ?	Dans l'attente d'éléments complémentaires de RTE, il est tenu de respecter le ~~triplet~~ **quintuplet** du Programme de Marche, selon l'ordre de priorité décroissant suivant : – sa Participation Symétrique ou Dissymétrique à la Réserve Primaire ; – sa Participation Symétrique ou Dissymétrique à la Réserve Secondaire ; – sa puissance programmée.	
3.2.4.1	Fond	Lors du GT 20 Novembre 2020, RTE a annoncé que cette interdiction de dégradation des SSY par le stockage pourrait être levée après l'étape 2. RTE a en effet indiqué que : « Le paragraphe dans lequel ce principe est décrit ne s'applique qu'aux offres standard or il est bien prévu que ce principe s'applique, dans un premier temps en étape 2, également aux offres spécifiques explicites pour le stockage.» La formulation du paragraphe semble exclure d'emblée une potentielle levée de la contrainte post étape 2.		
3.2.4.3	Forme	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 théoriques en delta entre PM et PA (notamment 4.6.2.1), il y aurait donc une référence circulaire entre chapitres 3 et 4. Cette remarque a déjà faite lors de la précédente consultation à laquelle RTE a répondu : *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.* Or, le volume attendu théorique n'est jamais explicitement défini comme correspondant aux ordres d'ajustement. La référence circulaire demeure donc: de manière très simplifiée, en suivant les définitions des différents objets : VAt = PM – PA PM = PA + Ajustement sauf que Ajustement = VAt Donc PM = PA + PM – PA = PM		
3.2.4.4.	Forme	Proposition de remise en forme simplifiée :	Les conditions cumulatives suivantes doivent être respectées pour que le Programme de Marche transmis par le Receveur d'Ordre soit pris en compte pour la construction du Programme de Marche Théorique tracé par RTE suite à l'Activation d'une Offre Spécifique : I. Dans le cas où l'Instant d'Activation est précisé, la puissance des programmes de marche doit être • Supérieure à la puissance de consigne résultant de l'ordre d'ajustement jusqu'au pas 5 min précédant Instant d'activation moins 5min quand un ordre d'ajustement à la baisse a été accepté • Inférieur à la puissance de consigne résultat de l'ordre d'ajustement	

			jusqu'au pas 5 min précédant Instant d'activation moins 5min dans tous les autres cas • Egale à la Puissance des Programmes d'Appel (ou 0 s'il n'y a pas de Programme d'Appel) jusqu'au Pas 5 Minutes précédant l'Instant d'Activation o moins la variation de puissance demandée résultant de l'Ordre d'Ajustement divisée par le Gradient, ou o moins le DMO moins cinq (5) minutes si le Gradient n'est pas précisé ; II. Dans tous les cas, la puissance des programmes de marche doit être : • Egale au programme d'Appel (ou 0 lorsqu'il n'y a pas de Programme d'Appel) au plus tard (5) minutes après l'instant de Désactivation augmenté du DMO (ou du Gradient multiplié par la variation de puissance)	
4. Mécanisme d'Ajustement				
4.2.1.2	Fond	Comment la mise en service est-elle notifiée sur les sites RPD ? Quel document faut-il signer ?		
4.2.1.2.2.	Fond	Pour la bonne compréhension des acteurs, il serait 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 …		
4.2.2.3.2.	Fond	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.		
4.2.2.3.4	Fond	Le suivi des activations et de la qualification nécessitera la mise en place d'un dispositif dédié. A priori, le suivi de qualification sera disponible sur le portail GIPSE mais EDF demande à RTE de préciser et formaliser ses intentions en la matière, au travers d'ateliers techniques.		
4.2.2.3.5	Fond	Préciser un délai avant la fin du mois M+1 pour notification auprès de l'acteur la perte de la qualification de son EDA		
4.2.2.4.1	Forme	Précision de renvoi.	VAtH(H) : Volume Attendu Théorique à la Hausse de l'EDA calculé conformément à **l'Article 4.6.1** sur l'Heure pour laquelle l'Offre a été activée ; – VAtB(H) : Volume Attendu Théorique à la Baisse de l'EDA calculé conformément à **l'Article 4.6.1** sur l'Heure pour laquelle l'Offre a été activée.	
4.2.2.4.2	Fond	Il n'est pas indiqué comment la puissance réalisée Pr EDA i (T) est calculée. Il faudrait faire un renvoi à l'article la définissant, soit le 4.5.2. A défaut de préciser ce renvoi, RTE devrait a minima confirmer que Pr est corrigée des réglages SSY (cf 4.5.2.1.3)		
4.2.2.5.2	Fond	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, qui sont les données officielles de comptage.		
4.2.4.1.1.1	Fond	Les sites de stockages stationnaires de type borne de rechargement en voirie ne possèdent pas forcément de numéro SIRET. Ainsi, il faudrait a minima proposer la même alternative pour l'identification de ces sites que celle proposée dans le projet de règles SSYf V7 : « à défaut, pour les sites qui		

		sont dépourvus d'un tel numéro, par le lieu de consommation d'électricité. », le numéro de série de la borne ou tout autre moyen d'identification adapté.		
4.2.4.1.2	Fond	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.		
4.3.1.1.2.1	Fond	« Le Prix d'Offre d'une Offre à la Hausse doit être supérieur à zéro », néanmoins il est nécessaire dans certains cas de pouvoir faire des offres à la hausse négatives ou égales à 0 par symétrie avec les offres à la baisse. Les règles doivent donc permettre de définir un prix d'offres d'une offre à la hausse nulle, positif ou négatif comme cela est d'ailleurs déjà possible sur les offres standards.		
4.3.1.3.2. & 4.3.1.3.3	Forme	Il semble manquer la référence à l'Energie minimale pour les offres à la baisse dans les CUO.		
4.3.2	Fond	Lien avec les Réserves Rapides et Complémentaires : les éventuelles restrictions liées aux RR/RC devraient être décrites dans les règles RR/RC, ce qui n'est actuellement pas le cas, et ne devraient pas être mentionnées dans les règles MA-RE. En effet, une mention de ces restrictions dans les deux jeux de règles compliquerait les modifications ultérieures.		
4.3.2	Fond	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).		
4.3.3.2	Fond	La possibilité de soumettre des offres standard de RR jusqu'à H-55', conformément à EBGL, doit être décrite dans les règles.		
4.3.3.2.2.2	Forme	Modification d'offre redondante avec 4.3.3.3.2. Interactions à clarifier entre les différents paragraphes faisant références aux modifications d'offres.		

4.4.3.2	Fond	« *Pour chaque plage de puissance de 100 MW du besoin d'équilibre P=C exprimé à la plateforme de produit standard de RR, RTE associe un prix limite pour le besoin. Ce prix limite prend comme valeur : - « à tout prix » s'il est nécessaire que ce besoin d'équilibrage soit activé pour garantir un niveau de marges suffisant.* » Les activations résultant d'un besoin exprimé « à tout prix » à la plateforme de RR pour garantir un niveau de marge suffisant doivent être tagguées par RTE comme activations pour motif « Marges ». Une demande à tout prix dans l'optique de répondre à une problématique de marge ne peut être taggué « P=C ».		
4.4.4.1	Fond	Il faudrait ici renvoyer au 4.3.2. en rappelant que « Lorsque RTE participe au processus de partage d'Offres Standard de RR pour un Pas Horaire, RTE n'active pas d'Offres Spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur ce Pas Horaire avant d'avoir reçu le besoin d'équilibrage P=C satisfait par la plateforme de produits standard de RR. » Ainsi, il ne peut pas y avoir d'offres d'ajustement taggué en P=C 2h ou plus avant le temps réel.		
4.4.5.1	Fond	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les règles v9, EDF réitère la demande que les ordres d'activation des offres standards de RR 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 H30.		
4.4.7	Fond	EDF souhaiterait que RTE explicite dans les règles MA-RE qu'il ne transmettra pas d'ordres d'activation équivoques lorsqu'une Activation Spécifique est en cours et qu'une Offre Standard de RR est activée sur la plateforme. Les Offres Standard de RR doivent donc être systématiquement « bloquées » par RTE dans ce cas de figure (sans présumer du traitement financier, cf 4.6.6). RTE doit également préciser explicitement que l'Acteur		

		d'Ajustement ne sera pas pénalisé pour refus de l'ordre d'activation standard, si RTE envoie par erreur un ordre d'Activation pour l'Offre Standard de RR.		
4.4.8.2		Le dernier guichet avant lequel de nouvelles offres sont attendues n'est jamais mentionné dans les messages d'alerte ni dans les messages de passage en mode dégradé.		
4.4.8.3.3	Fond	Serait-il possible d'avoir plus de transparence sur les modalités d'activations des contrats de secours ?		
4.4.8.3.5	Fond	Au niveau de la seconde puce (cas où une offre est activée au-delà des CUO normales), il est indiqué que la valorisation est établie au Prix d'Offre. EDF souhaiterait que la valorisation soit effectuée en lien avec le type de baisse réalisé sur l'EDA. En effet, le prix d'Offre à la baisse communiqué par l'Acteur d'Ajustement est établi pour une baisse entre PMD et MT. Néanmoins, ce prix ne reflète pas le prix d'un arrêt ou d'un ilotage de l'EDA, et l'Acteur d'Ajustement n'a pour l'instant aucune possibilité de communiquer à RTE plusieurs prix différents en fonction du type de baisse.		
4.4.9	Fond	Indisponibilité non programmée du réseau amont : les GDP non constitutifs d'EDA devraient être traités de la même façon que les moyens non offerts.		
4.4.9.2	Fond	RTE doit préciser les cas d'usage ciblés par le premier point « *1° En vue d'indemniser a posteriori des limitations subies par un Site en cas de contrainte localisée sur* *le RPT, à condition que le cadre contractuel d'accès au Réseau prévoit une responsabilité financière de RTE.* » S'agit-il d'ORI ou d'indisponibilité programmée du RPT pour couvrir l'indemnisation de la production sur le RPD ?		

4.4.9.2		Concernant le troisième point « *3° En vue de rémunérer l'activation d'un Site ou d'une EDA dans le cadre d'appels d'offres expérimentaux visant à contractualiser des services de flexibilités en alternative au développement réseau.* » RTE devrait préciser que cette modalité peut s'appliquer pour le RPT comme pour le RPD, et pas uniquement pour le RPD. Cela permettrait de commencer à définir le cadre d'indemnisation pour les AO de flexibilité en alternative au développement réseau RPD (REFLEX, etc…)		
4.4.9.2	Fond	Il est indiqué par RTE que « *Cette convention peut définir une Offre Spécifique d'Ajustement activable à tout moment pendant la Période de Validité de la convention. Dès lors, l'échéance de soumission et le canal de transmission prévus au sein des Articles 4.3.1.1 ». Cette convention doit pouvoir s'appliquer à tous les types de sites, y compris les sites de stockage.* » Néanmoins, RTE a proposé dans le rapport d'accompagnement que dans le cas du stockage, un acteur n'offre sa puissance que sur la fenêtre opérationnelle, et donc mette à jour sa puissance offerte au plus proche du temps réel, et en cohérence avec le stock « réellement » disponible. Une telle contrainte ne semble pas compatible avec les principes de la convention technique, qui doit notamment permettre de pouvoir soumettre des offres d'ajustement constantes sur la période de validité de la convention. Il faudrait donc que RTE clarifie l'interaction entre les conventions techniques et l'obligation de redéclaration de la puissance offerte au plus proche du temps réel dans le cas du stockage.		
4.4.9.2	Fond	RTE intègre dans le dimensionnement des ouvrages des Schémas Régionaux de Raccordement des EnR (S3REnR) la possibilité de recourir à un écrêtement de la production renouvelable en cas de congestion. Dans ce cas, deux modalités d'indemnisations coexistent : - Une indemnisation directe du producteur (signataire du CART ou du CARD) sans correction du périmètre		

		d'équilibre, - Une activation sur le MA qui intègre la correction du périmètre d'équilibre. Les ajustements sont décrits à l'article 4.4.9.2 et prévoient l'établissement de conventions spécifiques entre RTE et le producteur pour : - décrire les modalités d'activation par automate, - le cas échéant, tenir lieu d'offre MA « permanente » dispensant d'envoyer des offres au jour le jour. - Le cas échéant, limiter les activations au motif « traitement des congestions ». Ces ajustements sont neutres financièrement pour le producteur et la collectivité. En effet, le complément de rémunération n'étant versé que sur l'énergie réellement produite, il n'y a pas de double rémunération des écrêtements de production. Le prix de l'offre d'ajustement est en outre plafonné au niveau du dispositif de soutien non perçu. Le volume de ces offres étant amené à croître significativement dans les années à venir, leur extension à la gestion de l'EOD permettrait d'accroître la liquidité des offres d'ajustement à la baisse. Le chapitre 4.4.9 des règles MA prévoit par ailleurs cette possibilité dès aujourd'hui: *« Si les conditions sont réunies pour une Activation de cette Offre pour gérer l'Equilibre P=C, la convention peut prévoir que l'Offre puisse être activée pour gérer l'Equilibre P=C. »* EDF propose donc d'étendre à l'équilibre offre-demande les offres d'ajustement émises par les producteurs EnR au complément de rémunération pour la résolution des congestions par automates.		

4.5.2.1.2.2	Forme	Les Courbes de Charge des Sites de Soutirage Profilé pour une semaine S, dont un Jour au moins appartient au Mois M, sont transmises à RTE par l'Acteur d'Ajustement ou, par le GRD, au plus tard à 12h le vendredi de la semaine S+1. Pourquoi RTE a-t-il précisé « dont un jour au moins appartient au Mois M » ? il semblerait que ce soit toujours le cas.		
4.5.2.2.2.3.1.2	Fond	Comme dans les règles NEBEF v3.3, la simplification à l'homologation n'est proposée qu'aux demandes relatives à la méthode par historique. Concernant l'homologation initiale des sites à la méthode par prévision, EDF s'était exprimée en faveur de la proposition de RTE rédigée dans la consultation NEBEF 3.3 de juillet 2020. Une nouvelle consultation venant de débuter sur les règles NEBEF, les évolutions qui en ressortiront pourraient ne pas être incluses dans le jeu de règles MA-RE v9.2 si la consultation NEBEF prend fin trop tardivement par rapport à la consultation MA-RE v9.2. Le cas échéant, RTE doit accélérer la concertation NEBEF sur le sujet pour que les nouvelles modalités qui seront convenues avec les acteurs puissent être répliquées dans le jeu de règles MA-RE v9.2 actuellement en cours de consultation. A défaut de pouvoir accélérer la concertation NEBEF, il faudrait que RTE mette en œuvre dans les règles MA-RE v9.2 la simplification qui avait été proposée lors de la consultation NEBEF v3.3, à savoir la possibilité de faire une demande d'homologation déclarative pour la méthode par prévision, accompagnée d'une transmission à RTE de données de prévision chaque mois par l'opérateur d'effacement.		
4.5.2.2.2.3.3	Forme	Le premier paragraphe de l'Article fait référence aux indicateurs définis à l'article 4.2.2.2.3.1 or les indicateurs sont définis à l'article 4.2.2.2.3.4. Il faudrait que RTE corrige le renvoi.	La vérification mensuelle de la qualité des prévisions consiste à vérifier, sur chaque Mois M pour lequel le Site de Soutirage Télérelevé ou l'EDA Soutirage Profilée est homologué(e), que les indicateurs de qualité de la prévision, calculés sur le Mois M, respectent les critères définis à l'Article 4.5.2.2.2.3.**4**.	

4.5.3	Fond	Il faudrait que RTE précise à quoi est égal le Volume Réalisé dans les deux cas cités.		
4.6.3.2.2	Forme	Calcul du Volume Commercial des Offres Spécifiques après la date V: les critères ne sont pas formulés comme ceux avant la date V - « *si* $VAt_{H,}(t)$ *est nul avec* $\Sigma VC_{Offre}(t)$ *non nul* » - « *si* $VAt_{B,DA\ i}(t)$ *est nul avec* $\Sigma VC_{OffreStd}(t)$ *non nul* »	Il faudrait reformuler ces critères comme ceux avant la date V, soit : « *si* $VAt_{H,}(t)$ *est nul avec* Σ***H***$VC_{Offre}(t)$ *non nul* » « *si* $VAt_{B,}(t)$ *est nul avec* Σ***B***$VC_{Offre}(t)$ *non nul* »	
4.6.6	Fond	L'ensemble des formules proposées par RTE n'est pas cohérent avec les définitions des objets $VC_{offreSpe}$ tels que définis au 4.6.3.2.	Les deux premières formules doivent être corrigées - « Si $VC_{offreSpec}(t) \neq 0$ et si $VC_{offreStd}(t) \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Hausse, et une Offre Spécifique Activée à la Hausse : $VC_{offreSpecH}(t) \times prix_{offreSpecH}(t) + VC_{offreStdH}(t) \times (prix_{marginal\ RR}(t) - prix_{offreSpecH}(t))$ » A remplacer par : - « Si $VCoffreSpec(t) \neq 0$ et si $VCoffreStd(t) \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Hausse, et une Offre Spécifique Activée à la Hausse : $prix_{marginalRRt} \times VC_{offreStdHt}(t) + prix_{marginalRRt} \times VC_{offreStdBt}(t) + prix_{offreSpecBt} \times VC_{offreSpecBt}(t) + prix_{offreSpecHt} \times VC_{offreSpecHt}(t)$ Et - « Si $VC_{offreSpec}(t) \neq 0$ et si $VC_{offreStd}(t) \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Baisse, et une Offre Spécifique Activée à la Baisse :	

			$VC_{offreSpec\ B}(t) \times prix_{offreSpec\ B}(t) + VC_{offreStd\ B}(t) \times (prix_{marginal\ RR}(t) - prix_{offreSpec\ B}(t))$ » A remplacer par : - « Si $VC_{offreSpec}(t) \neq 0$ et si $VC_{offreStd}(t) \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Baisse, et une Offre Spécifique Activée à la Baisse : $prix_{marginalRR}t \times VC_{offreStdHt}(t) +$ $prix_{marginalRR}t \times VC_{offreStdBt}(t) +$ $prix_{offreSpecBt} \times VC_{offreSpecBt}(t) +$ $prix_{offreSpecHt} \times VC_{offreSpecHt}(t)$ »	
4.6.6	Fond	La formule de rémunération d'une Offre Standard de RR Bloquée en sens inverse de l'Activation Spécifique (2ème et 4ème cas) n'est pas alignée avec la formule de rémunération appliquée dans le cas d'une Offre Standard de RR Bloquée dans le même sens que l'Activation Spécifique (1er et 2ème cas). En effet, le prix de l'Offre Standard intervient dans la formule de rémunération, ce qui apporte de la complexité supplémentaire au cadre de rémunération des Offres Standard Bloquées. Cela contraint en effet à RTE à proposer 4 formules différentes, en fonction des 4 cas de figure pouvant se présenter. Une rémunération basée sur le prix d'Offre Spécifique et non sur le prix d'Offre Standard aurait permis à RTE d'éviter d'inscrire de nouvelles formules dans les règles, en se rattachant tout simplement aux principes déjà existants de rémunération des Offres Spécifiques et Standard. La rémunération des Offres Bloquées aurait pu alors être résumée en une unique formule, qui est celle du cadre de rémunération déjà existant.	La formule de rémunération qui permettrait d'englober les quatre cas de figure est la suivante : $prix_{marginalRR}\mathrm{H} \times VC_{offreStdH}(t) +$ $prix_{marginalRR}\mathrm{B} \times VC_{offreStdB}(t) +$ $prix_{offreSpecBt} \times VC_{offreSpecB}(t) +$ $prix_{offreSpecHt} \times VC_{offreSpecH}(t)$	
'4.6.6	Forme	Il faudrait spécifier que cet article s'applique en substitution des articles 4.6.5 et 4.6.7, pour éviter un effet de double rémunération.		
	Forme	4.6.5, 4.6.5, 4.6.6, 4.6.7 à remplacer par des 4.6.4.1 4.6.4.2		

4.6.10.1.2	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 4.6.10.1.2	Si VR < ∑ min { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} – max (10% …) Alors $VDef_{EDAi}(t) =$ $\left\lvert \sum_{u \in PDH(t)} \frac{VDef_{EDAi}(u) - \min(VAe_{EDAi}(u); \frac{VAe_{EDAi}(u) - VAe_{EDAi}(u-1)}{2})}{6} \right\rvert$ Si VR > ∑ max { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} + max (10% ….) Alors $VDef_{EDAi}(t) =$ $\left\lvert \sum_{u \in PDH(t)} \frac{VDef_{EDAi}(u) - \max(VAe_{EDAi}(u); \frac{VAe_{EDAi}(u) - VAe_{EDAi}(u-1)}{2})}{6} \right\rvert$	
4.6.10.3	Fond	Le volume défaillant est établi comme la différence entre VR et VAe, or ce volume fait déjà l'objet de pénalité dû aux écarts d'ajustement. Il faudrait ici que la pénalité de défaillance soit uniquement calculée sur le volume réellement défaillant, soit les volumes en dépassement par rapport au critère de défaillance.		
4.10 Publications				
4.10.1.1	Fond	Publication n°7 (volume d'énergie de réglage secondaire) : EDF souhaite que le niveau de téléréglage (N) soit également publié au pas 10s dans un premier puis au pas 4s lors du passage de l'activation de l'aFRR au merit order.		
4.10.1.1	Fond	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.		
4.10.1.1	Fond	RTE a fait le choix d'un Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement (PREA) égal au Prix Moyen Pondéré (PMP) figé à	Ajouter la publication du Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement	

		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 Acteur d'Ajustement ne connaitra cette valeur que sur les pas de temps sur lesquels il a été activé. Il faut donc que ce PREA (PMP figé à J+3) fasse l'objet d'une publication dédiée sur les portails RTE Services/Data.		
4.10.1.1	Fond	RTE devrait publier 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)		
4.10.1.1	Fond	2e tableau : • Publication n°4 : cela fait-il référence au prix marginal de la plateforme ? • publication n°5 : est-ce que cela inclut bien le volume d'offres filtrées/non partagées ? • Ajouter la capacité d'interconnexion disponible pour TERRE • Distinguer le volume d'offres standard activées en France pour un besoin France et échange transfrontalier import/export avec volumes d'offres françaises activées pour l'étranger • Préciser les pas de temps pendant lesquels la France est couplée ou non avec les autres pays Une partie de ces indicateurs est d'ores et déjà disponible sur le Portail Services, mais l'IHM n'est pas optimale pour la lecture et la compréhension des données (notamment le fait de devoir sélectionner ¼ d'heure par ¼ d'heure). Une visualisation sous forme de courbes (de prix, de demande, de volumes servis…) serait beaucoup plus lisible.		
4.10.1.1	Fond	Le passage du délai de publication des indicateurs de 5 min à 10 min ne présente pas d'inconvénient pour les acteurs, du moment que des publications plus de 5 minutes après le temps		

		réel restent exceptionnelles et que la cible SI est bien 5min comme évoqué en GT MA-RE.		
4.10.1.1	Fond	RTE devrait donner plus de transparence aux acteurs concernant l'utilisation du dispositif « interconnection controllability » sur les plateformes d'équilibrage. Le cas échéant, les informations suivantes devraient être publiées par RTE : - 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 Si RTE n'utilise pas ce dispositif, il faudrait que les acteurs en soient explicitement informés.		
4.10.1.2	Fond	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 ?	
4.10.1.3	Fond	Lors de la précédente consultation pour les règles V9.1, le rapport d'accompagnement évoquait des modifications à apporter à cet article à propos de la contrôlabilité des interconnexions qui n'ont pas été effectuées. Il est ainsi nécessaire de préciser comment les activations du dispositif « interconnection controllability » seront prises en compte dans le calcul de la tendance du système. De plus, comme évoqué en commentaire du 4.10.1.1, il est nécessaire de fournir aux acteurs des informations sur ce mécanisme.		

4.10.1.3	Fond	Calcul de la tendance : 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 ?		
4.10.1	Fond	Il faudrait que les volumes d'ajustements activés soient mis à jour et remplacés par les volumes d'ajustements réalisés au même titre que le déséquilibre France, afin d'avoir des données cohérentes.		
4.10.1.4	Fond	RTE conclut son analyse d'impact de l'évolution du PMP en indiquant que cette évolution *« devrait donc légèrement impacter le solde du CAE à la hausse »*. → En lien avec l'évolution des composants du PMP, RTE prévoit-il également une réévaluation (en valeur) ou des évolutions structurelles du coefficient k pour rééquilibrer le compte ajustement-écarts ? Dans l'affirmative, quelles seraient les évolutions envisagées et à quel horizon ? Dans son analyse, RTE indique que l'évolution proposée pour le calcul du prix moyen pondéré (PMP) *« devrait réduire la contribution des volumes d'énergie au prix spot dans le calcul du PMP. Ceci devrait donc avoir pour conséquence des valeurs de PMP plus proches des prix des énergies d'activation dans le cadre du MA et des prix marginaux relatifs aux activations sur les plateformes européennes d'équilibrage. »* Pour évaluer l'impact de cette évolution sur l'exposition des responsables d'équilibre aux écarts, EDF souhaiterait que RTE mette à disposition des acteurs des données de re-jeu du PMP (PMPh et PMPb modifiés) selon la nouvelle méthodologie sur 5 années d'historique de prix : • L'analyse d'impact présentée par RTE en GT MA-RE du 11/03/2021 portait sur la période du 01/04/2017 au 31/12/2019. Les seules données		

		communiquées par RTE en mai 2019 (chroniques des PMPh et PMPb modifiés) à l'occasion de son appel à contributions relatif à l'évolution du prix de règlement des écarts, ne couvraient que la période du 01/04/2017 au 31/12/2018. • Le système France est plus ou moins tendu d'une année à l'autre, et les prix des énergies d'activation et prix marginaux sur des périodes de tension peuvent s'avérer plus éloignés du prix spot, impliquant un coût d'autant plus important pour les RE. Deux ans et demi d'historique de PMP modifié s'avèrent insuffisants pour capter cette variabilité et en évaluer l'impact sur la facture d'écarts des RE. Il est donc primordial de disposer d'un historique suffisant pour évaluer l'impact potentiel de l'évolution du PMP et assurer la provision pour risque correspondante. Un historique de 5 ans est nécessaire pour mener cette analyse. **EDF souhaite donc que RTE mette à la disposition des acteurs un historique des PMP modifiés (PMPb et PMPh) sur la période allant du 01/04/2017 à la date d'entrée en vigueur du PMP modifié.**		
5. Recouvrement des charges d'ajustement				
5.1	Fond	Dans le cas de délestage, il faudrait que les responsables d'équilibre dont l'écart est positif soient au moins rémunérés au spot, de manière symétrique au plancher établi pour le PREN.	Ajouter la phrase suivante : « Le PREP ne peut être inférieur à la valeur suivante : $PREp = \mathrm{Max}\,(EPEX, prix\ de\ la\ 1ère\ Offre\ à\ la\ Hausse)$ »	

5.3.2	Forme	Proposition de clarification de rédaction.	Pour chaque Pas Demi-Horaire, le surcoût d'un ajustement à la Hausse est défini de la façon suivante : **-Il est nul si :** o le Prix d'Offre spécifique est inférieur au PME ; o le Prix d'Offre standard est inférieur ou égal au prix marginal défini pour la zone France par la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de RR (ci- après « prix marginal RR ») ; – Dans le cas contraire, il est égal au coût du même volume d'ajustement valorisé au : o prix « Prix d'Offre spécifique – PME » pour les ajustements spécifiques, o et au prix « Prix d'Offre standard – prix marginal RR » pour les ajustements standards. Pour chaque Pas Demi-Horaire, le surcoût d'un ajustement à la Baisse est défini de la façon suivante : – **il est nul si :** o le Prix d'Offre spécifique est supérieur au PME ; o le Prix d'Offre standard est supérieur ou égal au prix marginal RR ; – dans le cas contraire, il est égal au coût du même volume d'ajustement valorisé au : o prix « PME – Prix d'Offre spécifique » pour les ajustements spécifiques, o et au prix « prix marginal RR - Prix d'Offre standard » pour les ajustements standards.	
5.10.3.1	Forme	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 » ?	

5.10.3.1	Fond	EDF demande que RTE maintienne la publication en mars de A+1 du 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.	
Section 2 – Règles RE – chapitres A-D				
Définitions – Données de comptage	Fond	Nouvelle définition de « données de comptage » : quelle articulation avec les définitions existantes de « courbe de charge », « courbe de mesure », « pas de mesure » (également présentes en section 1) ?		
Définitions – Données de Comptage Validées	Fond	La définition de Données Comptage Validées contient une référence circulaire, car contient l'expression que l'on cherche à définir : « **Données de Comptage Validées**, qui ont éventuellement fait l'objet d'un remplacement du fait de Données de Comptage Brutes erronées ou indisponibles.» S'agit-il d'une erreur ?		
Site de Stockage Stationnaire	Fond	« Dans le cadre du dispositif de Responsable d'Equilibre, un Site de Stockage Stationnaire est assimilé à un Site d'Injection ou un Site de Soutirage en fonction du type du contrat de raccordement associé. » Il faut noter que dans le cas du stockage, il est courant d'avoir soit deux contrats de raccordement différentes (un en injection et un en soutirage) soit un contrat de raccordement mixte (ce qui est notamment le cas sur le RPD, pour lequel il existe une « Convention de Raccordement au Réseau Public de Distribution HTA d'une Installation de Production d'énergie électrique ou susceptible d'injecter et de soutirer »). Il n'est donc pas possible de se baser systématiquement sur le type du contrat de raccordement associé au site de stockage pour définir son assimilation. RTE doit préciser à quel type de site sera assimilé le stockage dans le périmètre d'un Responsable d'Equilibre.		

B.1.1.2	Fond	Le passage aux règles V9.1 (B.1.1.2 et plusieurs occurrences dans le chapitre E) a supprimé 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.		
B.5.1.3	Fond	Il serait 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 ?)		
C.8.3.5	Fond	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).		
Annexe C7bis	Fond	« *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 de l'annexe C7. Conserver la formulation actuelle de l'annexe C7 comme quoi le schéma du site et le formule de décompte sont annexés à l'Accord de Rattachement au Périmètre d'Equilibre	

Section 2 – Règles RE – chapitre E - Relations entre le GRD et le Responsable d'Equilibre				
E.3.4	Fond	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 ?)		
E.4.1.2	Fond	Un rattachement distinct des auxiliaires pour les sites d'injection en contrat de service de décompte a été exclu des règles lors du passage à la V9.1.	Remplacer : « Auxiliaires associés à un Site d'Injection disposant d'un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution avec le GRD » par « Auxiliaires associés à un Site d'Injection disposant d'un contrat d'Accès au Réseau de Distribution avec le GRD **ou d'un contrat de Service de Décompte** »	
E.5	Fond	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	