Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA RE v9.2

Sommaire

1. Réponses à la consultation 2
2. Modalités complémentaires pour l'étape 2 du stockage 2
3. Cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT 5
4. Rémunération des offres standard de RR bloquées par RTE 9
5. Transposition de la réglementation issue de l'article 52(2) du règlement Electricity Balancing et relative à la méthodologie pour harmoniser le règlement des écarts 13
6. Programmation 16
7. Constitution et évolution du Périmètre d'Ajustement 21
8. Préparation d'une Offre d'Ajustement 25
9. Utilisation des Offres d'Ajustement par RTE 27
10. Calcul du Volume Réalisé des EDA 30
11. Valorisation des ajustements 33
12. Recouvrement des charges d'ajustement 35
13. Publications 37
14. Section 2 37
    14.1. Chapitres A-D 40
    14.2. Chapitre E 41
15. Autres retours 43
    15.1. Remarques générales 43
    15.2. Dispositions générales 45
    15.3. Définitions 47

1. Réponses à la consultation

Les acteurs ayant répondu à la consultation sont les suivants : l'ADEef, Alpiq, la CNR, EDF, Energy Pool, ENGIE, Smart Grid Energy et Total Direct Energie.

2. Modalités complémentaires pour l'étape 2 du stockage

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Forme	3.2.3.1	Il manque le mot Stationnaire après Sites de Stockage	Le Responsable de Programmation déclare les performances et contraintes techniques des Groupes de Production et des Sites de Stockage **Stationnaires** de l'ensemble des EDP incluses dans le Périmètre de Programmation	C'est effectivement un oubli. RTE a apporté les modifications nécessaires.
Smart Grid Energy	Forme	3.2.3.3	Il manque le mot Stationnaire après Sites de Stockage	idem	C'est effectivement un oubli. RTE a apporté les modifications nécessaires.
Smart Grid Energy	Forme	3.2.3.3.1	Il manque le mot Stationnaire après Sites de Stockage	idem	C'est effectivement un oubli. RTE a apporté les modifications nécessaires.
EDF	Fond	3.2.4.1	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.		RTE souhaite rappeler les éléments suivants à des fins de clarification : l'interdiction de dégradation des SSY dans le cas du stockage s'applique aux offres standard (comme pour tous les moyens, pas uniquement le stockage) ET spécifiques, et est temporaire. RTE prévoit bien de travailler avec les acteurs à la levée partielle ou totale de cette interdiction : - D'une part dans le cadre de la concertation des règles v10 pour la non dégradation des SSY avec des offres standard (pour tout type de moyens, pas uniquement le stockage). - D'autre part, pour les offres spécifiques. La temporalité de ces travaux n'a en revanche pas encore été définie. Celle-ci se fera en lien avec les priorités remontées par les acteurs (notamment via l'appel à contributions sur l'étape 3, les concertations sur les autres mécanismes, etc.) et les

					contraintes planning sur l'ensemble des travaux en cours côté RTE.
Smart Grid Energy	Forme	3.2.4.2	Il manque le mot Stationnaire après Sites de Stockage	idem x 2	C'est effectivement un oubli. RTE a apporté les modifications nécessaires.
Smart Grid Energy	Forme	4.2	Il manque le mot Stationnaire après Sites de Stockage et une majuscule à stockage	x 2	C'est effectivement une coquille. RTE a apporté les modifications nécessaires.
Smart Grid Energy	Forme	4.2.1.1	Il manque le mot Stationnaire après Sites de Stockage et une majuscule à stockage	x 2	C'est effectivement une coquille. RTE a apporté les modifications nécessaires.
Smart Grid Energy	Forme	4.2.1.2.2	Il manque le mot Stationnaire après Sites de Stockage et une majuscule à stockage	à la fin de l'article	C'est effectivement une coquille. RTE a apporté les modifications nécessaires.
EDF	Fond	4.2.4.1.1.1	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.		RTE propose d'étendre la formulation applicable aux sites de soutirage et de permettre d'identifier les sites de stockage par leur lieu de consommation.
ENGIE	Fond	stockage	Stockage : ENGIE valide les modifications proposées : - Modélisation avec une EDP contenant les installations de stockage et une EDA injection (RPT ou RPD) - Transmission des performances et contraintes techniques par EDP (fichier CT_Prod 5) - Offres spécifiques explicites par EDA via « .OFFRE » et CUO explicites « CT_CE » - Offres TERRE : dépot du même volume sur le MA non obligatoire - PM « en delta » sur l'EDA - Flex offerte que sur la fenêtre opérationnelle		RTE est en ligne avec la compréhension d'ENGIE sur les propositions faites en consultation. Une précision concernant le dépôt des offres sur TERRE : il n'est pas obligatoire de déposer une offre sur le MA, mais cela reste possible.

ENGIE	Forme	stockage	"Concrètement, cela revient pour l'acteur à redéclarer sa puissance offerte à chaque guichet, en indiquant une Pmax non nulle pour les pas de temps pendant lesquels il n'est pas possible et/ou prévu pour sa capacité de tenir en bande (i.e. sans recharge intermédiaire), et une Pmax nulle sinon" -> n'est-ce pas l'inverse ?		Effectivement c'est une coquille (impactant). RTE a procédé à la correction dans le rapport d'accompagnement.
ENGIE	Fond	stockage	Notification date S seulement 1 mois avant : trop court		RTE comprend le besoin pour les acteurs d'avoir une visibilité au plus tôt des mises en service des modalités inscrites dans les règles. Une communication au plus tôt est bien prévue sur le sujet du stockage et de la date S, avant les 1 mois inscrits dans les règles. L'échéance communiquée pour la date S correspondant à « avant fin 2021 » est toujours la cible à date. Néanmoins, RTE tient à éviter des dates avec un préavis trop important pour éviter des potentiels retards liés uniquement à des problématiques de délai de notification.

3.Cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
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.		L'article 4.4.9.1 relatif à l'indisponibilité non programmée du réseau amont reprend les dispositions telles qu'elles sont prévues dans le CART. RTE étudiera une éventuelle modification conjointe des règles MA et du CART ultérieurement.
EDF	Fond	4.4.9.2	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 ?		Alors que l'article 4.4.9.1 est dédié au traitement des indisponibilités non programmée du RPT en reprenant notamment les dispositions prévues aujourd'hui dans le CART sans mise en œuvre de dispositions dérogatoires, le cas d'usage exposé dans le cas 1° de l'article 4.4.9.2 correspond aux situations d'indisponibilité non programmée du RPT lorsque le CART prévoit la prise en charge financière par RTE, le tout étant régi par la mise en œuvre du cadre dérogatoire (cf. convention technique).
EDF	Fond	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…)		A la lecture de ce commentaire, RTE émet l'hypothèse qu'une erreur s'est glissée dans le commentaire de l'acteur EDF. Ainsi, RTE comprend que ce dernier demande de ne pas parler uniquement de l'applicabilité du troisième point au RPT. En tout état de cause, le projet de règles MA-RE est à ce stade non restrictif puisque l'éligibilité sera encadrée par les modalités de l'appel d'offres comme le rappelle le rapport d'accompagnement à la consultation. Cela sera donc bien précisé dans le règlement de consultation des appels d'offres et encadré par le contrat de réservation de capacité.
EDF	Fond	4.4.9.2	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 :		RTE tient à rappeler que les EnR en complément de rémunération ont déjà la possibilité de participer au MA. En outre RTE privilégie la participation des EnR directement au MA, notamment pour la problématique de la formation des prix. La fixation du prix est libre pour la participation au MA, alors que les prix sont encadrés en amont dans le cas des indemnisations liées à des congestions RPT. Intégrer dans le MA des prix fixés de cette manière introduit

			- 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.		potentiellement une distorsion sur la formation des prix d'équilibrage. Ceci ne serait pas non plus conforme au fonctionnement opérationnel pour l'EOD qui prévoit l'activation de supports avec une plus grande maille. Enfin, et comme cela est rappelé dans le rapport d'accompagnement à la consultation, le cadre dérogatoire présentement discuté doit toujours être considéré comme expérimental.

EDF	Fond	4.4.9.2	· 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.		Cf. réponse précédente
EDF	Fond	4.4.9.2	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		RTE propose de différencier les modalités attendues entre les offres spécifiques soumises par les acteurs dans le cadre nominal des règles MA-RE, et celles déposées dans le cadre de la convention technique. En effet, le principe proposé dans le rapport d'accompagnement de proposer la puissance sur la fenêtre opérationnelle uniquement a vocation à donner la meilleure visibilité à RTE des capacités effectivement (de façon certaine) activables à courte et moyennes échéances pour l'équilibre offre demande notamment. Cette visibilité est entre autres utile pour la gestion des marges. Dans le cadre de la convention technique, afin de pouvoir être compatible avec les modalités proposées, RTE considère que ce principe peut ne pas s'appliquer. RTE a mis à jour le rapport d'accompagnement en ce sens.

			de la puissance offerte au plus proche du temps réel dans le cas du stockage.		
Total Direct Energie	Fond	3.2 rapport d'accompagnement	TDE s'interroge sur la pertinence de moyen de flexibilité "hors marché" tel que proposé par RTE. En effet le fait d'activer certains moyens de flexibilité en dehors de la préseance technico-économique exclu d'office d'autres moyens qui auraient pu résoudre la contrainte. Nous comprenons bien le besoin de RTE, mais cette solution ,même à une maille locale, est une distortion du marché.	Si RTE souhaite avoir ces moyens de flexibilités pour éviter ou reporter des investissements, il ne faut pas que cela favorise certains acteurs. RTE devrait considérer un critère de préséance technico économique pour ces moyens de flexibilités rapide.	Comme précisé dans le rapport d'accompagnement, plusieurs cas d'usages sont à distinguer qui appellent un traitement différencié : - **L'évitement ou le report d'investissements**: RTE a besoin dans ce cas d'un service de flexibilité qui sera contractualisé via les appels d'offres expérimentaux de flexibilité. RTE s'adresse donc bien au marché dans ce cas d'usage ; - **La réduction des contraintes résiduelles**. Vu de RTE, il ne s'agit pas d'un service de flexibilité à proprement parler et il n'y a donc pas de marché associé. Il s'agit uniquement d'indemniser des limitations de production liées à des congestions du RPT, de la même manière que RTE indemnise historiquement via le CART-P les installations de production du RPT ayant subi des limitations en cas de contrainte réseau. Le fait de passer par une convention technique pour ce cas d'usage a uniquement pour objectif de faciliter les modalités opérationnelles d'indemnisation et permet en particulier de traiter les installations du RPD avec lesquelles RTE n'a pas de contrat d'accès au réseau.

4. Rémunération des offres standard de RR dont l'ordre d'activation a été bloqué par RTE

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Total Direct Energie	Fond	4.2	Quelle est la justification pour ne pas rémunérer les offres standard de RR bloquée pour cause de congestion réseau ou d'aléa ? Qu'importe la cause, cela reste une perte d'opportunité pour un acteur.	Enlever cette exclusion et permettre la rémunération des ordres bloqués en toutes situations.	Seules les offres dont les ordres ont été bloqués liés à l'activation d'une offre spécifique en parallèle sont rémunérées. Cependant, cela n'empêche pas que l'offre spécifique activée puisse être pour une cause autre que P=C.
Compagnie Nationale du Rhône	Fond	4.6.6	Calcul de la Rémunération des Offres Standard de RR Bloquées par RTE : la rémunération ne peut pas être inférieure à VCoffre specifique * Prix offre spécifique	=> Appliquer la formule avec max (Prix Marginal RR - Prix offre spécifique ; 0) Ainsi, si Prix marginal RR – Prix Offre spécifique < 0 alors : Rémunération = VCoffre specifique * PrixOffre spécifique	RTE a conscience de ce cas et il n'est pas prévu de modifier ce critère. L'objectif de la rémunération des offres standard dont l'ordre a été bloqué est de rémunérer l'acteur comme si cet ordre n'avait pas été bloqué.
ENGIE	Fond	4.6.6	Rémunération des offres standards de RR bloquées par RTE : Le document d'accompagnement exclut les rémunération dans les cas de blocage pour cause congestion ou aléas. Dans les règles, il est, sauf erreur, uniquement mentionné que cette rémunération est calculée si un ordre spécifique se poursuit au delà de H-30', ce qui nous convient très bien. Pouvez-vous confirmer la règle exacte ?		Seules les offres dont les ordres ont été bloqués liés à l'activation d'une offre spécifique en parallèle sont rémunérées. Cependant, cela n'empêche pas que l'offre spécifique activée puisse être pour une cause autre que P=C.
ENGIE	Fond	4.6.6	Dans la version V9 des règles, il était question d'une option 1 provisoire (volume ecrêté vu comme une diminution du volume ajusté à la hausse au prix d'offre spécifique) à l'horizon de mise en oeuvre de TERRE jusqu'à une date V, puis d'évoluer vers l'option 2 après la date V (volume ecrêté vu une diminution du volume ajusté à la baisse sur la base du prix d'offre spécifique)). L'option 2 est la solution préconisée par ENGIE (limite les cas de pertes pour l'acteur). Dans le document d'accomagnement, il		Dans le rapport d'accompagnement des règles MA-RE v9 sont détaillées les différentes options qui avaient été concertées avant d'inscrire ces évolutions dans le paragraphe *4.6.3.2. Calcul du Volume Commercial des Offres Spécifiques Activées.* Dans ce paragraphe il y a bien l'option 1 avant la date V et l'option 2 après la date V : les formules de rémunération du volume commercial après la date V constituent bien une diminution du volume ajusté à la baisse sur la base du prix d'offre spécifique à la baisse.

			semble que l'option 2 ait disparue. Est-ce une erreur ?		
ENGIE	Fond	4.6.6	Les formules de calcul du VC décrites en §4.6.3 n'étaient-elles pas censées couvrir ce cas de blocage d'ordre, ce qui expliquait la complexité des formules et l'intégration d'une date V pour l'appliqucation du scénario 2. La rémunération en cas de blocage est visiblement désormais décrite en §4.6.6 mais sans date V. On a sincèrement du mal à s'y retrouver. Toute la partie sur le volume commercial ne peut-elle pas être simplifiée/clarifiée ?		La rémunération des offres standard de RR dont l'ordre a été bloqué n'a pas vocation à être intégrée dans les paragraphes décrivant les interactions entre le standard et le spécifique (pas de livraison de standard).
EDF	Fond	4.6.6	L'ensemble des formules proposées par RTE n'est pas cohérent avec les définitions des objets $VCoffreSpe$ tels que définis au 4.6.3.2.	Les deux premières formules doivent être corrigées - « 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 : $VCoffreSpec\ H(t) \times prixoffreSpec\ H(t) + VCoffreStd\ H(t) \times (prixmarginal\ \ RR\ \ (t) - prixoffreSpec\ H(t))$ » 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 : $prixmarginalRRt \times VCoffreS$tdHt$(t)$ + $prixmarginalRRt \times VCoffreStdBt(t)$ $+prixoffreSpec$Bt$\times VCoffreSpec$Bt(t) + $prixoffreSpecHt \times VCoffreSpecHt(t)$ Et - « Si $VCoffreSpec\ (t) \neq 0$ et si $VCoffreStd\ (t) \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Baisse, et une Offre Spécifique Activée à la Baisse :	Cf. réponse suivante

				$VCoffreSpec\ B(t)$ × $prixoffreSpec\ B(t)$ + $VCoffreStd$ $B(t)$ × ($prixmarginal\ RR\ (t)$ – $prixoffreSpec\ B(t)$) » 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 Baisse, et une Offre Spécifique Activée à la Baisse : $prixmarginalRRt$×$VCoffreS$tdHt(t) + $prixmarginalRRt$×$VCoffreStd$Bt(t) + $prixoffreSpec$Bt×$VCoffreSpec$Bt(t) + $prixoffreSpecHt$×$VCoffreSpecHt(t)$ »	
EDF	Fond	4.6.6	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 : $prixmarginalRR$H×$VCoffreSt$dH(t) + $prixmarginalRR$B×$VCoffreStd$B(t) + $prixoffreSpec$Bt×$VCoffreSpec$B(t) + $prixoffreSpecHt$×$VCoffreSpecH(t)$	RTE confirme qu'une simplification de la formule est possible. Cependant, la formule proposée fonctionnerait si l'ordre standard n'était pas bloqué. Ici, le VAt n'inclut pas le VC de l'offre standard, car RTE attend la livraison de l'offre spécifique. Cette formule reviendrait à rémunérer tout le standard bloqué, ainsi que tout le spécifique activé, ce qui n'est pas l'objectif. RTE propose une nouvelle formule (cf Règles MA-RE).
EDF	Forme	4.6.6	Il faudrait spécifier que cet article s'applique en substitution des articles 4.6.5 et 4.6.7,		Cet article ne s'applique pas en substitution car il précise la rémunération qu'en cas d'ordres standard bloqués. Les ajustements standard et

			pour éviter un effet de double rémunération.		spécifique ne cohabitent pas puisque le standard n'est pas activé par RTE. Le paragraphe proposé décrit une compensation.
ENGIE	Forme	Offres bloquées	Plutôt que de parler d'offre Bloquée, il semble plus clair de parler d'ordre bloqué (par opposition à offres filtrée)		RTE prend en compte cette remarque et fait la modification dans les Règles MA-RE v9.2.
EDF	Fond		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.		Le paragraphe sur les volumes commerciaux des offres spécifiques décrit les interactions entre le standard et le spécifique. Cependant, dans le cas des ordres bloqués, cette interaction n'existe pas puisque le standard n'est pas activé par RTE. RTE prend en compte la remarque sur la complexité, et propose de simplifier les formules (cf Règles MA-RE).
Total Direct Energie	Fond	4.2	La formule de prix comporte une dérive . En effet si le prix marginal du standard est inférieur au prix de l'offre spécifique à la hausse, l'acteur se trouvera moins rémunéré alors qu'il a rendu le service. Il pourrait ne pas rentrer dans ses frais et donc rendre un service au réseau à perte. Il est parfaitement possible d'avoir un prix d'offre spécfique supérieur à une offre standard pour un même acteur et pour une même EDA, car le volume et la durée de l'ordre standard sont maitrisés alors que pour le spécifique ils ne le sont pas.	Pour éviter cela, il faurdarait une formule qui soit : C x Max(Prix marginal standard-Prix d'offre spécifique; 0)	RTE a conscience de ce cas et il n'est pas prévu de modifier ce critère. L'objectif de la rémunération des offres standard dont l'ordre a été bloqué est de rémunérer l'acteur comme si cet ordre n'avait pas été bloqué.

5.Transposition de la méthodologie européenne « Imbalance Settlement Harmonisation » pour harmoniser le règlement des écarts d'équilibre

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	4.10.1.4	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		Bien que les évolutions relatives à la méthodologie ISH devraient légèrement impacter le solde du CAE à la hausse à compter de 2022, RTE n'envisage pas à ce stade de réévaluer le coefficient « k » ex ante pour plusieurs raisons. Premièrement, la crise sanitaire a engendré un solde déficitaire sur l'année 2020, et il n'est pas exclu qu'un effet durable soit constaté sur 2021 et 2022. RTE souhaite pouvoir analyser sur ces deux années si un tel effet à la baisse viendrait neutraliser l'effet hausse de l'évolution ISH. Deuxièmement, RTE n'est pas en capacité d'évaluer ex ante l'impact de cette évolution ISH sur le comportement des responsables d'équilibre. Troisièmement, et comme annoncé lors des GT MA-RE du 18/12/2020 et 11/02/2021, RTE étudie les possibilités de supprimer le coefficient « k' » (rejeu du coefficient « k ») qui fait l'objet d'un appel à contribution. Ceci fait suite à une demande de la CRE. Les éventuelles modalités qui ressortiraient de la concertation devront tenir compte des effets structurels qui peuvent apparaitre du fait de certaines évolutions comme par exemple l'évolution du PMP avec l'ISH, le passage de la réconciliation temporelle au PRE, les connexions aux plateformes d'équilibrage européennes ou encore l'évolution du mix électrique français. Quoi qu'il en soit, RTE est attentif aux évolutions qui peuvent impacter les acteurs de marché et veille systématiquement à les en informer dès que possible pour leur donner de la visibilité. Concernant plus spécifiquement l'impact quantitatif de la méthodologie ISH sur le PMP, RTE a souhaité répondre aux questions des acteurs en indiquant un impact moyen de cette évolution sur une période ayant des données définitives, soit jusqu'à fin 2019. Le début de la période analysé est le 08/04/2017 (et non le 01/04/2017) car la matrice du prix de règlement des écarts actuellement utilisée avait évolué le 07/04/2021. Les éléments

			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.		quantitatifs mis à disposition des acteurs lors du GT MA-RE du 11/03/2021 ont pour objectif de fournir à l'ensemble des acteurs une vision de l'impact moyen de la suppression des trois composantes (FCR, IGCC et écart aux frontières) sur le PMP, et ce pour qu'ils puissent estimer ce que représentent ces composantes alors qu'il est très difficile d'estimer ex ante l'influence d'un élément sur une maille plus fine. RTE partagera sur Concerte les PMP historiques modifiés pour la période analysée allant du 08/04/2017 au 31/12/2019.
Alpiq	Fond		Alpiq souhaiterait réagir sur l'article 5.4 du rapport d'accompagnement (proposition de RTE quant à la transposition de la réglementation issue de l'article 52(2) du Règlement Electricity Balancing et relative à la méthodologie pour harmoniser le règlement des écarts) et en particulier sur le paragraphe suivant : « En application de la méthodologie ISH, le calcul du déséquilibre et de la tendance du système électrique n'évoluera pas. Il en sera de même pour la matrice du prix de règlement des écarts qui utilise un prix de référence unique et dont l'utilisation est conforme à l'esprit de la méthodologie. RTE propose donc de maintenir ces éléments. » Nous avions a priori compris que la matrice actuelle du prix de règlement des écarts pourrait être utilisée à titre dérogatoire jusqu'à l'entrée en vigueur de l'ISP 15' en France (2025), conformément à l'article 11 de la Methodology for the harmonisation of the main features of imbalance settlement. Le paragraphe mentionné ci-dessus laisse sous-entendre que la matrice actuelle serait d'ores et déjà conforme aux exigences européennes en matière d'application du single imbalance pricing, car elle se base sur un prix de référence unique (le PMPh ou le PMPb selon le cas). Sans exprimer une position s'agissant de cette interprétation du Code EB, nous souhaiterions savoir, à des fins de visibilité, si cette interprétation est fixée et approuvée au niveau européen. Au-delà des discussions sur les avantages et inconvénients liés aux différentes matrices du prix de règlement des écarts, la		La matrice actuelle du prix de règlement des écarts a évolué le 07/04/2017 pour que le modèle du dispositif RE préserve un caractère incitatif pour que chaque RE équilibre son périmètre. Ce dispositif fait partie intégrante du modèle d'équilibrage français et son objectif est de garantir un équilibrage vertueux et efficient du système électrique. La rédaction du présent projet de règles MA-RE a donc été guidé par la volonté de garder cette matrice du PRE. RTE n'a donc pas l'intention de changer cette matrice de PRE avant le passage à l'ISP 15', qui se trouve être un jalon mentionné à l'article 11 de la « methodology for the harmonisation of the main features of imbalance settlement ». Néanmoins, RTE n'exclut pas la possibilité d'analyser, en discussion avec le régulateur national, la compatibilité de cette matrice avec les objectifs de cette méthodologie ISH à un horizon post-ISP15. Avant de pouvoir éventuellement interroger cette compatibilité, différents aspects devront être intégrés, notamment les évolutions structurelles relatives au couplage des marchés européens d'équilibrage.

			visibilité donnée aux acteurs de marché à ce sujet est primordiale. Il serait donc pertinent de préciser, par exemple, que la matrice du prix de règlement des écarts n'évoluera pas, dans tous les cas, avant 2025 et de fournir davantage de détails sur l'analyse qui est faite sur la compatibilité de la matrice actuelle, même après 2025, avec la méthodologie ISH.		
ENGIE	Fond	Ecarts	Y aura-t-il une rénterrigation de la matrice de prix des écarts à horizon 2025 ? (ISP 15)		La matrice actuelle du prix de règlement des écarts a évolué le 07/04/2017 pour que le modèle du dispositif RE préserve un caractère incitatif pour que chaque RE équilibre son périmètre. Ce dispositif fait partie intégrante du modèle d'équilibrage français et son objectif est de garantir un équilibrage vertueux et efficient du système électrique. La rédaction du présent projet de règles MA-RE a donc été guidé par la volonté de garder cette matrice du PRE. RTE n'a donc pas l'intention de changer cette matrice de PRE avant le passage à l'ISP 15', qui se trouve être un jalon mentionné à l'article 11 de la « methodology for the harmonisation of the main features of imbalance settlement ». Néanmoins, RTE n'exclut pas la possibilité d'analyser, en discussion avec le régulateur national, la compatibilité de cette matrice avec les objectifs de cette méthodologie ISH à un horizon post-ISP15. Avant de pouvoir éventuellement interroger cette compatibilité, différents aspects devront être intégrés, notamment les évolutions structurelles relatives au couplage des marchés européens d'équilibrage.

6. Programmation

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
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 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.		RTE note les propositions. Des Clarifications pourront être proposées lors de consultations ultérieures.
EDF	Forme	3	« 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.	La notion de marginalité renvoyait historiquement à un arrêté (celui du 23 avril 2008 sur le raccordement au RPD) qui fixait cette valeur à 5 MW. Cette notion n'existe plus dans l'arrêté qui l'a remplacé (l'arrêté du 9 juin 2020 qui encadre le raccordement au RPT et RPD). On considère dès lors que cette notion de non marginalité est définie à l'article 49 du règlement SOGL qui abaisse le seuil d'obligation à 1 MW. RTE propose de modifier l'article 3 des règles MA-RE en faisant référence à ce seuil de 1 MW.
EDF	Fond	3.2.2.1 & 3.2.2.2.	« 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		L'article 3.2.2.1 concernant les valeurs des chroniques de puissance du programme d'appel a été modifié. RTE précise que les valeurs du programme d'appel sont tronquées au MW. La prise en compte des valeurs de programme d'appel au 1/1000e de MW est bien une évolution SI prévue par RTE.

			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.		
CNR	Fond	3.2.2.3.1 Déclaration initiale en J-1	Si notre outil de transmission des PA est HS, il est possible que nous ne nous rendions pas compte du probleme de non-envoi du PA. Les alertes de RTE sont donc très utiles pour corriger le problème et donc transmettre un programme. En cas de non envoi du PA à HLAR : Proposition de prendre en compte le PA transmis à 12h30 plutôt que considérer les valeurs à 0		C'est déjà ce qui est fait aujourd'hui : le PA J-1 pris en compte est la dernière version conforme qui est envoyé avant HLAR. Le PA sera mis à zéro si aucun PA n'a été envoyé en J-1 : si un PA a été envoyé à 12h30, il sera évidemment pris en compte.
EDF	Fond	3.2.2.5	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.	RTE note le point et propose de ne pas modifier les règles.
EDF	Forme	3.2.3.3.3	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 transmis à l'EDP concernée.	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 **avant aléa** transmis à l'EDP concernée.	RTE propose de ne pas modifier les règles. Un nouveau programme de marche pourrait en effet être défini pendant l'aléa et avant que le responsable de programmation ait transmis la fin de l'aléa.
EDF	Forme	3.2.4	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 E DP en J- 1 modifié par les éventuelles Redéclarations de Progra mmes d'Appel Acceptées par RTE et/ou Redé clarations des performances et contraintes techniques et/ou Activations d'Offres d'Ajustement par RTE et/ou Ordres à Exécution Immédiate	La définition de programme de marche ainsi que l'article 3.2.4 ont été modifiés en ce sens.

EDF	Forme	3.2.4.1	Erreur dans la rédaction ?	Dans l'attente d'éléments complémentaires de RTE, il est tenu de respecter le ~~triplet~~ quintuplet du Programme de Marche, sel on 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.	L'article 3.2.4.1 a été corrigé pour faire mention du quintuplet du programme de marche et non du triplet.
ENGIE	Fond	3.2.4.2	Quelle plage pour les PM faisaint suite à un ordre spécifique ?		RTE a annoncé lors du GT du 8 avril 2021 que la possibilité d'envoyer un programme de marche suite à un ajustement spécifique, matérialisée par la date M', était décalée à mi 2022. Les modalités opérationnelles et techniques pour l'envoi du programme de marche spécifique, notamment la plage d'envoi du PM, seront détaillées lors des prochains GT et suffisamment en amont de la date de mise en œuvre.
EDF	Forme	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 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		L'article 3.2.4.3 a été modifié pour faire apparaître plus explicitement les références au chapitre 4.

			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		
ENGIE	Forme	3.2.4.4	Manque de clareté.		L'article 3.2.4.4 a été clarifié et remis en forme.
EDF	Forme	3.2.4.4.	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,	L'article 3.2.4.4 a été clarifié et remis en forme selon la proposition faite.

				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)	
Energy Pool	Fond	3.2.4.2	Au vu de la durée des développements pour permettre d'envoyer un Programme de Marche pour des offres spécifiques, et au vu des impacts forts sur la rémunération ou d'autres mécanismes tels que la RR-RC dès qu'il sera possible d'envoyer ce programme de marche, nous souhaiterions que le préavis soit de 6 mois plutôt que de 2 mois. En effet, selon le planning indiqué, il y aurait déjà un retard de 18 mois par rapport aux premières estimations de la date M' (prévue pour mi 2020 dans le rapport d'accompagnement des dègles v9 en septembre 2018). Si cette date venait à être encore repoussée (voire supprimée comme cela pourrait être le cas pour la date I qui avait aussi nécessité des développements), cela pourrait avoir des impacts forts sur les développements SI du reste de notre activité qui ont pu être dépriorisés pour respecter des délais initialement prévus. Nous souhaiterions une communication claire et non ambigüe de la part de RTE sur la volonté de mettre en place les évolutions avec une échéance réaliste et engageante.	à partir d'une date M', qui sera Notifiée par RTE à l'ensemble des Acteurs d'Ajustement avec un préavis de deux (2) six (6) Mois, pour les Offres Spécifiques.	RTE a annoncé lors du GT du 8 avril 2021 que la possibilité d'envoyer un programme de marche suite à un ajustement spécifique, matérialisée par la date M', était décalée à mi-2022. Les modalités opérationnelles et techniques pour l'envoi du programme de marche spécifique seront détaillées lors des prochains GT et suffisamment en amont de la date de mise en œuvre. Ainsi, RTE propose de maintenir le préavis de notification de deux mois

7.Constitution et évolution du Périmètre d'Ajustement

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Fond	4.2.1.2	Il est important de préciser la notion de "participation effective" d'une EDA. Il doit s'agir de la possibilité de soumettre une offre activable. Ainsi, il doit être précisé que le rattachement d'un site n'est pas soumis aux conditions mentionnées dans cet article, mais que seul le dépôt d'une offre sur l'EDA de rattachement y est conditionné. Il doit être possible de former une EDA ou de rattacher un site à une EDA sur le RPT avant la "Notification opérationnelle finale" ou la signature de la convention d'exploitation définitive du site. De même, il doit être possible de former une EDA ou de rattacher un site un EDA sur le RPD avant sa mise en service. En effet, compte tenu des délais requis pour le rattachement d'un site à une EDA, si cette démarche ne peut être anticipée, un site peut se voir priver de participation au MA pendant une durée allant jusqu'à 1 mois et 10 jours ouvrés. Par ex : un site RPT ayant signé convention d'exploitation définitive et qui recevrait sa Notification opérationnelle finale 9 jours ouvrés avant le 31 octobre ne pourrait participer au MA avant le 1er décembre. De même un site RPD mis en service 9 jours ouvrés avant le 31 octobre ne pourrait participer au MA avant le 1er décembre.	La participation effective au marché d'une Entité d'Ajustement est conditionnée par le respect, pour tous les Sites qui la composent, des critères suivants : - Pour les Sites raccordés sur le RPT directement : la signature de la convention d'exploitation définitive ; - Pour les Sites raccordés sur le RPT indirectement : la signature de la convention d'exploitation définitive ou le cas échéant, l'obtention de la « Notification opérationnelle finale » ; - Pour les Sites raccordés sur le RPD : la mise en service. Les conditions ci-avant ne s'appliquent pas au rattachement à une Entité d'Ajustement de Sites d'Injection, de Soutirage ou de Stockage Stationnaire. Ces rattachements peuvent avoir lieu par anticipation, sans que le respect des conditions mentionnées au présent article ne soient opposable. Il est précisé que le respect des conditions mentionnées au présent article est requis pour tout dépôt d'Offre d'Ajustement.	La participation effective au marché d'une EDA dépend de la diffusion effective de l'EDA qui est réalisée une fois le rattachement des sites à cette EDA effectué. Afin de pouvoir rattacher les sites RPD à l'EDA, le GRD doit avoir constaté la mise en services desdits sites (ce qui intègre la mise en exploitation, le Contrat d'Accès au Réseau et le rattachement au Périmètre d'Equilibre).
ADEeF	Fond	4.2.1.2	RTE propose de préciser que la participation d'un site aux mécanismes de marché est conditionnée à la mise en service effective dudit site. L'ADEeF partage cette proposition et propose de reprendre la même formulation que celle proposée dans le cadre des règles SSY V7 à des fins de cohérence entre les mécanismes de marché.	Pour les Sites raccordés sur le RPD : la mise en service (ce qui intègre la mise en exploitation, le Contrat d'Accès au Réseau et le rattachement au Périmètre d'Equilibre)	RTE prend note de cette précision relative à la mise en service d'un site RPD et l'intègre dans les règles MA-RE.

EDF	Fond	4.2.1.2	Comment la mise en service est-elle notifiée sur les sites RPD ? Quel document faut-il signer ?		La mise en service intègre ce qui concerne la mise en exploitation, le Contrat d'Accès au Réseau et le rattachement au Périmètre d'Equilibre. Les modalités de notification et l'éventuelle signature des documents relèvent du processus de raccordement entre le GRD et l'acteur.
EDF	Fond	4.2.1.2.2.	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 : - Format d'offre : explicite/implicite/TERRE - Contrôle de réalisé - Possibilité d'agrégation … - Obligation d'envoi d'un PA		RTE note les propositions.
ADEeF	Fond	4.2.1.2.5	RTE a proposé lors du GT MA RE du 11/3 une homogénéisation du seuil de rattachement à une EDA/E profilée avec le seuil de profilage décrit dans la section 2. Cette proposition aura a minima un impact sur le paramétrage des contrôles que les GRD réalisent lors des rattachements de sites à des EDA/E, les GRD n'ont cependant pas eu le temps de mener à bien l'analyse d'impact détaillée et de coût de cette évolution, et rappellent que les trajectoires SI sont très contraintes. L'ADEeF propose de ne pas prendre cette évolution dans la présente version des règles MA, ce qui laissera le temps de l'instruction notamment sur la possibilité d'intégration dans les trajectoires SI. L'ADEeF rappelle l'importance de conserver une homogénéité entre les différents mécanismes pour faciliter les processus opérationnels et les évolutions SI, et pour limiter les coûts associés aux évolutions. L'ADEeF souhaite que l'évolution ait une date de mise en œuvre similaire sur MA et sur NEBEF.		Cette évolution n'est pas prise en compte dans le cadre de la version 9.2 des Règles MA-RE. Le point sera concerté dans le cadre des futures évolutions de règles MA-RE.

EDF	Fond	4.2.2.3.2.	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.		Les règles ont été modifiées en ce sens.
EDF	Fond	4.2.2.3.4	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.		RTE prévoira les ateliers techniques nécessaires en amont de la mise en place du suivi de la qualification pour préciser les modalités d'information des résultats des activations en termes de maintien ou non de la qualification.
EDF	Fond	4.2.2.3.5	Préciser un délai avant la fin du mois M+1 pour notification auprès de l'acteur la perte de la qualification de son EDA		Les modalités opérationnelles n'étant pas encore calées, RTE n'est pas en mesure de préciser cette date. RTE propose d'informer les acteurs en GT dès lors que celle-ci sera précisée (dans le respect des délais de notification pour la mise en œuvre du suivi)
EDF	Forme	4.2.2.4.1	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.	Merci, le renvoi a été corrigé en ce sens.
EDF	Fond	4.2.2.4.2	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)		RTE prévoira de préciser les modalités lors des prochains GT.
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, qui sont les données officielles de comptage.		Merci pour votre remarque, RTE va étudier cette possibilité.
ADEeF	Fond	4.2.4	Les évolutions proposées par RTE sur la gestion des périmètres d'ajustement, d'effacement et de réserves (GT MA-RE du 11/02/2021) auront un impact important sur les processus et les SI des GRD. L'ADEeF souhaite que les ateliers entre gestionnaires de réseau pour l'instruction de ce chantier démarrent au plus tôt, en vue de		Un Atelier Technique sur le sujet va être rapidement planifié.

			disposer rapidement du cadre nécessaire à l'analyse détaillée des impacts, coûts et insertion de ces évolutions dans les trajectoires SI.		
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.		RTE note la proposition qui pourra être rediscuté lors des prochaines concertations des règles MA-RE.

8. Préparation d'une Offre d'Ajustement

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	4.3.1.1.2.1	« 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.		RTE propose de ne pas modifier les règles MA-RE pour cette version. La proposition d'offres à la hausse avec un prix négatif pourra être évoquée dans la prochaine concertation des règles MA-RE.
EDF	Forme	4.3.1.3.2. & 4.3.1.3.3	Il semble manquer la référence à l'Energie minimale pour les offres à la baisse dans les CUO.		RTE propose de ne pas modifier les règles MA-RE. L'énergie maximale mentionnée aux articles 4.3.1.3.2 et 4.3.1.3.3 fait référence à l'énergie maximale pour les offres à la hausse et pour les offres à la baisse : une offre est activée entre 0 et l'énergie maximale qu'elle soit à la hausse ou à la baisse.
EDF	Fond	4.3.2	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.		Le paragraphe 4.3.2 relatifs aux interactions entre les offres standard et les EDA engagés en RR-RC a été modifié pour faire référence aux règles RR-RC, mais sans évoquer les modalités de restrictions.
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).		Les règles ont été modifiées en ce sens.
Smart Grid Energy	fond	4.3.3	La rédaction n'est pas assez explicite	Pour une Journée J, l'Acteur d'Ajustement peut soumettre ses premières Offres à partir de 00H00 en J-7. En cas de création d'une nouvelle EDA effective le jour J (J=1er jour du mois M), l'Acteur d'Ajustement peut soumettre ses premières Offres relatives à la journée J à partir du guichet de 16h30 en J-1.	RTE propose de ne pas modifier les règles.

EDF	Fond	4.3.3.2	La possibilité de soumettre des offres standard de RR jusqu'à H- 55', conformément à EBGL, doit être décrite dans les règles.		Le décalage du guichet de fermeture des offres (GCT) à H-55' au lieu de H-60' pour les offres standard est effectif depuis mi-janvier 2021. Les règles MA-RE ont été modifiées en ce sens à l'article 4.3.3.1.1.
EDF	Forme	4.3.3.2.2.2	Modification d'offre redondante avec 4.3.3.3.2. Interactions à clarifier entre les différents paragraphes faisant références aux modifications d'offres.		Les deux paragraphes mentionnés concernent la modification des offres et la prise en compte de ces modifications. RTE propose de ne pas modifier les règles MA-RE.
ENGIE	forme	Acc 8.4	8.4. Échéance de transmission des offres sur une EDA nouvellement créée Les acteurs d'ajustement peuvent déposer des offres d'ajustement spécifiques ou standard à partir de sept jours avant la date d'application de l'offre. RTE souhaite préciser que dans le cas où une EDA est nouvellement créée, l'acteur d'ajustement peut déposer ses offres à partir de la date de création de ~~l'offre~~ l'EDA		C'est effectivement une coquille, le rapport d'accompagnement a été corrigé en ce sens.
Energy Pool	fond	4.3.1.3.5.1.2.1	Nous souhatierions que le cadre dérogatoire s'applique aussi bien à la hausse qu'à la baisse. Cela permettrait en effet de faire participer des premiers sites de soutirage à la baisse, voire des petits sites de production. L'idée est bien d'avoir un système dérogatoire dans l'attente de la possibilité : soit de pouvoir faire fusionner ces premiers sites participants à la baisse dans des EDA de 10MW, soit de pouvoir rentabiliser des développements pour participer à TERRE qui permet de valoriser des EDA standardisées de moins de 10MW. Cette possibilité de dérogation est d'autant plus importante que RTE a exprimé son besoin de RR Baisse : permettre d'avoir dans un premier temps des petites EDA à la Baisse pourrait permettre d'accroître à terme le volume d'offres à la baisse dans le cadre de ce nouveau produit de RR Baisse	il peut proposer des Offres à la Hausse ou à la Baisse dont la Puissance Maximale Offerte est inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW.	Les modalités liées aux petites EDA pourront être réinterrogées dans le cadre du retour d'expérience qui aura lieu avant fin 2021, ainsi que dans le cadre de la concertation du produit RR baisse.
Energy Pool	Fond	4.3.1.3.5.1.2.2		chaque Acteur d'Ajustement peut proposer des Offres à la Hausse ou à la Baisse dont la Puissance Maximale Offerte est inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW	Les modalités liées aux petites EDA pourront être réinterrogées dans le cadre du retour d'expérience qui aura lieu avant fin 2021.

9.Utilisation des Offres d'Ajustement par RTE

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Total Direct Energie	Fond	4.1	TDE rappelle son oppositon au fait que les ordres filtrés de soient pas rémunérés. A partir du moment ou RTE empêche un acteur de participer à un mécanisme il semble logique que celui-ci soit compensé de son éventuelle perte d'opportunité.	Cet rémunération ne serait effective que si l'offre de l'acteur est inférieure au prix de clearing du standard.	Le sujet de la compensation des offres non partagées sur la plateforme TERRE a été abordé à plusieurs reprises lors des précédentes concertations des règles MA-RE, notamment pendant la concertation des règles v9.1. Une proposition avait été faite concernant les offres éligibles à la compensation et le montant de cette compensation. Or, le sujet de compensation des offres non partagées sur la plateforme TERRE est étroitement lié au filtrage des offres standard de RR par RTE. 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 réexaminer le sujet de la compensation des offres non partagées sur la plateforme à l'échéance du retour d'expérience sur le filtrage, après un an de fonctionnement sur TERRE en mode nominal.
EDF	Fond	4.4.3.2	« 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 ».		Les offres standard soumises à la plateforme TERRE peuvent être activées pour deux motifs : P=C et RSO international (en cas de recours au countertrading). RTE note le point qui pourra être réinterrogé, mais propose de ne pas modifier les règles pour la version v9.2

EDF	Fond	4.4.4.1	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.		RTE propose de ne pas modifier ce paragraphe. En effet, le passage mentionné pourra faire l'objet de modifications lors de la concertation des règles v10, en lien avec la sortie de la période d'exploitation sous contrôle de TERRE.
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 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.		L'échéance de H-25' est une limite au-delà de laquelle RTE ne transmet plus les ordres. En effet, l'échéance de H-25', avec un DMO de 30', permet de respecter une pleine puissance de la capacité à H+5' comme spécifié par le produit TERRE (pente de H-5' à H+5'). Dans les faits, les ordres sont envoyés à H-36'. RTE propose de maintenir la limite d'envoi des ordres à H-25' dans les règles et propose de réinterroger les timings liés au processus d'équilibrage lors de la concertation des règles v10 pour le passage à 48 guichets.
EDF	Fond	4.4.7	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.		RTE propose de ne pas modifier les règles. En effet, les règles concernant le refus d'ordre pourraient être amenées à évoluer.
EDF	Fond	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.		RTE prend en compte le point pour analyse.
EDF	Fond	4.4.8.3.3	Serait-il possible d'avoir plus de transparence sur les modalités d'activations des contrats de secours ?		Les modalités d'activations des contrats de secours sont explicitement détaillées dans les règles à l'article 4.4.8.3.3. En effet, les contrats de secours sont conclus avec d'autres GRT après épuisement des offres prises en compte aux guichets et des offres complémentaires. RTE propose à EDF de clarifier sa question.

EDF	Fond	4.4.8.3.5	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.		RTE propose de ne pas modifier les règles. Ce point pourra être rediscuté dans le cadre de la prochaine concertation des règles MA-RE et des discussions sur la RR baisse.

10. Calcul du Volume Réalisé des EDA

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Fond	4.5.2.1.2.1	Les règles MA permettaient historiquement un envoi agrégé (et non site par site) des Courbes de Charge à RTE, à l'opposé des règles NEBEF (7.1.3.1.2). Une telle disposition et un traitement différent entre mécanismes seraient sources de complications opérationnelles sans plus-value établie. Par ailleurs, l'application du modèle corrigé impose une identification des volumes site par site. Les GRD demandent donc le retrait de cette disposition.	Suppression de la phrase : Si l'Acteur d'Ajustement en fait la demande, lesdites Courbes de Charge pourront être envoyées à une maille agrégée.	Ce point ne fait pas partie de la consultation. RTE propose que ce point soit abordé lors de la concertation des prochaines règles MA-RE, notamment avec les acteurs d'ajustement concernés.
ENGIE	Fond	4.5.2.1.2.1	« A défaut de transmission par le GRD à RTE des données dans le délai imparti, les Courbes de Charge des Sites correspondants sont considérées comme égales à zéro (0) pour les Pas 10 minutes considérés. » -> Cette règle est problématique pour les acteurs de marché. Pouvez vous indiquer que les bonnes valeurs seront rétablies lorsque le GRD les aura envoyées ?		RTE propose de ne pas modifier les règles pour inciter à ce que les courbes de charge soient transmises dans les délais impartis. Dans les faits, les courbes de charge sont réintégrées pour calculer le volume réalisé lorsque les bonnes valeurs sont renvoyées par le GRD.
ADEeF	Fond	4.5.2.1.2.1 4.7.1.1	Les GRD proposent le maintien d'une cible de transmission du volume réalisé en S+2 dans les règles 9.2. Cette évolution devra être réalisée de façon simultanée avec NEBEF, afin de conserver des traitements homogènes entre mécanismes. Cette transmission S+2 permettra une prise en compte des données dans le BGC M+1 ou M+3 par les GRD.	Maintien des dispositions-cibles actuelles, de façon synchronisée avec NEBEF.	Conformément au retour de l'ADEeF, RTE propose de maintenir le maintien d'une cible de transmission des volumes réalisés pour les sites au modèle corrigé en S+2. Ainsi, les règles MA-RE v9.2 ont été modifiées pour revenir à la version initiale, en ajoutant une date pivot, la date G, notifiée avec un préavis de deux mois. RTE confirme que cette évolution sera synchronisée avec le mécanisme NEBEF et interviendra au S1 2023.
EDF	Forme	4.5.2.1.2.2	Les Courbes de Charge des Sites de Soutirage Profilé pour une semaine S, dont un Jour au moins appartient au Mois M, sont transmises à RTE 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.		C'est effectivement une erreur, la mention « *dont un jour au moins appartient au Mois M* » a été supprimée.

EDF	Fond		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 oeuvre 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.		Pour l'instant, les règles MA-RE v9.2 ont été harmonisées avec les règles NEBEF 3.3. Les évolutions concernant l'homologation pour la méthode par prévision, en vue de notamment de simplifier la demande d'homologation initiale, seront traitées dans le cadre de la concertation des règles NEBEF 3.4 qui débutera mi 2021 pour une entrée en vigueur prévue au 1er janvier 2022. L'entrée en vigueur des règles MA-RE v9.2 est prévue pour septembre /octobre 2021 et la version v9.2 ne pourra donc pas contenir les évolutions sur la simplification de la demande d'homologation initiale. En revanche, les règles MA-RE seront harmonisées avec les règles NEBEF pour la version v10 qui entrera en vigueur au T1 2022. La période de non harmonisation entre les règles MA-RE et NEBEF sera donc très courte.
EDF	Fond	4.5.2.2.2.3.1.2	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		Cf réponse précédente

			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.		
EDF	Forme	4.5.2.2.2.3.3	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.	Merci, le renvoi a été corrigé.
ENGIE	Forme	4.5.2.2.2.3	"Les EDA Soutirage Télérelevées : dans ce cas, la méthode d'applique à la maille Site"		Merci, la coquille a été corrigée.
ENGIE	Forme	4.5.2.2.2.4.2 :	"DDéclaration des périodes d'indisponiblité à RTE »		Merci, la coquille a été corrigée.
ADEeF	Forme	4.5.2.2.2.4.2.2	Coquille dans le titre	Indisponibilité	Merci, la coquille a été corrigée.
EDF	Fond	4.5.3	Il faudrait que RTE précise à quoi est égal le Volume Réalisé dans les deux cas cités.		Ce point pourra être concerté lors des prochaines règles MA-RE.
Energy Pool	Fond	4.5.2.2.2.4.1 et 4.5.2.2.2.3.1	Les demandes d'homologations par prévisions/historiques, ne permettent pas de prendre en compte d'éventuels effacements à la baisse par cette méthode	la Capacité d'Ajustement minimale à la hausse et la Capacité d'Ajustement minimale à la baisse du Site de Soutirage Télérelevé ou de l'EDA Soutirage	La compatibilité des méthodes par prévision et par historique avec les effacements à la baisse (hausse de consommation) sera étudié dans le cadre de la concertation RR-RC pour la contractualisation du produit RR baisse.
Energy Pool	Fond	4.5.2.2.2.3.4 et 4.5.2.2.2.4.5	Dans le cadre de la réflexion à venir sur la refonte de l'homologation, nous souhaiterions que les critères appliqués sur les indicateurs de qualité soient revus afin de rendre possible des homologations par prévision non seulement pour NEBEF mais aussi pour le MA. Il semble en effet que, lors de la dernière analyse de RTE, tous les différences MA/NEBEF n'avaient pas été analysées, mais seulement les valeurs sur les critères communs		Les indicateurs de qualité des méthodes par prévision et par historique pourront être éventuellement réinterrogés dans le cadre des GT Effacements.

11. Valorisation des ajustements

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ENGIE	Forme	4.6.10.1.1	Critère de Défaillance des EDA avant la Date U : est-ce possible d'ajouter une phrase résumant le principe : seuls les sous-ajustements sont pénalités à hauteur de 20%.... Ce qui éviterait à chaque fois de devoir se rentrer dans les formules ?		Les termes de sous-ajustement et de sur-ajustement ne sont pas des termes connus dans les règles. RTE préfère garder les formules telles qu'elles sont définies aujourd'hui, en précisant dans le rapport d'accompagnement les détails de chaque date (en l'occurrence la date U).
EDF	Fond	4.6.10.1.2	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 $VDef_{EDAi}(t) = \left\lvert \sum_{u \in PDH(t)} \frac{VDef_{EDAi}(u) - \max(VAe_{EDAi}(u); \frac{VAe_{EDAi}(u) - VAe_{EDAi}(u-1)}{2})}{6} \right\rvert$	RTE prend en compte la remarque sur l'homogénéisation entre les calculs de critère de défaillance et le volume défaillant. Cette homogénéisation pourra être réinterrogée lors de futures concertations sur le critère de défaillance.
EDF	Fond	4.6.10.3	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.		Les écarts d'ajustement sont calculés par rapport à la VAt. RTE prend en compte la remarque sur l'homogénéisation entre les calculs de critère de défaillance et le volume défaillant. Cette homogénéisation pourra être réinterrogée lors de futures concertations sur le critère de défaillance.

EDF	Forme	4.6.3.2.2	Calcul du Volume Commercial des Offres Spécifiques après la date V: les critères ne sont pas formulés comme ceux avant la date V - « si $VAtH$, (t) est nul avec Σ$VCOff(t)$ non nul » - « si VAtB,$DA\ \ i(t)$ est nul avec Σ$VCOffreStd(t)$ non nul »	Il faudrait reformuler ces critères comme ceux avant la date V, soit : « si $VAtH$, (t) est nul avec ΣH$VCOffre(t)$ non nul » « si VAtB, (t) est nul avec ΣB$VCOffre(t)$ non nul »	Merci, c'est modifié.
Energy Pool	Fond	4.6.12.1	Suite aux communications en GT, nous souhaiterions que soit précisé dans cet article que les fichiers reçus le lundi suivant le troisième samedi du Mois M+1 doivent inclure tous les éléments pour que les acteurs d'ajustement puissent facturer RTE, et notamment les numéros de commande à utiliser. En effet, on constate à l'heure actuelle que sans cette information, nous recevons la facture des ajustements à la baisse avant de recevoir les éléments pour facturer les ajustements à la hausse (les deux éléments devraient être simultanés). Nous souhaiterions aussi rappeler ici l'importance, d'un point de vue comptable, de pouvoir facturer RTE pour les ajustements à la hausse avant le 25 du mois M+1, ce qui devrait être le cas au vu de la rédaction des règles, mais qui n'a pas toujours été le cas en pratique suite à la mise en place du nouveau modèle de valorisation	Le lundi suivant le troisième samedi du Mois M+1, RTE met à disposition de l'Acteur d'Ajustement les données de valorisation des ajustements du Mois M sur la base desquels sera établie la facture mensuelle, y compris les numéros de commande à utiliser pour la facturation de RTE.	Le paragraphe 4.6.11 décrit d'ores et déjà la mise à disposition des informations aux acteurs. La mise à disposition des informations mensuelles concernant la facturation est indiquée avant la fin du mois M+1.

12. Recouvrement des charges d'ajustement

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	5.1	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 : $PREp$ = Max ($EPEX$, $prix\ de\ la$ 1ère $Offre$ à $la\ Hausse$) »	Ce sujet n'a pas été abordé au cours de la concertation. RTE n'est pas favorable et propose de ne pas faire de modification pour cette version des règles. En revanche, ce sujet pourrait être étudié lors d'une prochaine concertation.
EDF	Forme	5.10.3.1	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 » ?	Pour éviter tout type de malentendu, pour rester cohérent avec l'article 2(16) de l'EBGL et utiliser le terme de l'article C.15 de la section 2 des règles MA-RE, RTE est favorable à revoir le terme « position » dans l'article 5.10.3.1 (et 5.10.3.2) de la section 1 des règles MA-RE en le remplaçant par « Ecart ».
EDF	Fond	5.10.3.1	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 r eversement de l'année A- 1 établie sur des données provisoires, et sur la base d 'une hypothèse d'annulation du solde du compte « Ajus tements-Ecarts » de l'année A-1.	Conformément à la proposition de règles MA-RE faite en février 2018 et au rapport d'accompagnement de saisine du 5 juin 2018, la publication du k' estimatif en A+1 n'a pas été maintenue pour les périodes à compter du 1er janvier 2020. En effet, l'intégration des écarts corrigés des énergies affectés en réconciliation temporelle (valorisés au PRE) impacteront trop fortement le solde du compte ajustement par rapport aux révisions M+x. Les révisions des données en réconciliation temporelle suite à la relève des index sont plus conséquentes que les mises à jour actuellement réalisées et peuvent varier dans des sens opposés en fonction des périodes considérées. Ainsi, RTE ne souhaite pas communiquer un k' estimatif en A+1 trop éloigné, voir même à contre tendance du k' définitif de sa valeur définitive en A+2 et ainsi risquer de dégrader les prévisions de trésorerie des RE.
EDF	Forme	5.3.2	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	Proposition acceptée.

				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.	

13. Publications

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	4.10.1	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.		RTE étudie les possibilités pour que la publication du déséquilibre soit cohérente avec celle des volumes activés, une proposition sera faite dans le cadre de la concertation des règles MA-RE v10.
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 au pas 10s dans un premier puis au pas 4s lors du passage de l'activation de l'aFRR au merit order.		RTE n'a pas la capacité technique de publier des données à des pas aussi fins car le volume de données est trop important. Néanmoins, des tests seront organisés lors du passage de l'activation de l'aFRR au merit order pour vérifier les chroniques de niveau Ni individualisé.
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.		Les écarts positifs et négatifs sont déjà publiés via le bilan mensuel du compte ajustement écarts et ils sont mis à jour à chaque échéance de facturation du M+1 au M+12.
EDF	Fond	4.10.1.1	RTE a fait le choix d'un Prix de Règlement des Ecarts 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 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.	Ajouter la publication du Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement	Le prix de règlement des écarts d'ajustement est mis à disposition des acteurs à chaque instant et pour tous les pas de temps via la ressource « PREa » de l'application « Back Office Balancing ». Il est également possible de télécharger le PMP en J+3 sur le portail services.
EDF	Fond	4.10.1.1	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)		RTE ne prévoit pas de publication spécifique en cas de délestage mais répondra aux questions éventuelles des acteurs dans le cas où le PRE serait égal au prix EPEX.
EDF	Fond	4.10.1.1	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		La publication n°4 fait bien référence au prix marginal de la plateforme pour la zone de prix France. La publication n°5 inclut bien les offres non partagées (statut « unavailable » pour les offres individuelles et « RRStdRestricted » pour les offres agrégées). RTE ne prévoit pas de publier plus d'informations que celles concertées et inscrites dans les règles. Nota : il est possible de déduire le volume d'offres activées pour l'étranger en soustrayant le volume

			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.		d'offres activées en France au volume de besoin satisfait. RTE prend note des remarques sur l'IHM et fera son possible pour améliorer l'ergonomie.
EDF	Fond	4.10.1.1	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.		RTE confirme que l'objectif est de maintenir un délai le plus court possible avec une cible SI de 5 minutes.
EDF	Fond	4.10.1.1	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.		Le dispositif de contrôlabilité des interconnexions a été présenté en GT MA-RE le 21 juin 2019 ainsi que dans le rapport d'accompagnement aux règles MA-RE v9.1. La contrôlabilité s'effectue par frontière, les offres activées en France sont taguées « RSO international », le volume activé est publié sur le portail services et les RE sont insensibilisés des éventuels surcoûts (dans le cas où le prix d'offre est supérieur au prix marginal).
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 ?	A partir de la date Z, le calcul des marges sera initialisé en J-1 pour la journée J avec une granularité 15 minutes puis réactualisé toutes les heures.
EDF	Fond	4.10.1.3	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.		Le calcul de la tendance reste inchangé car il n'y pas de distinction à faire entre les offres d'ajustement standard activées pour cause P=C et celle activées pour cause RSO international.

EDF	Fond	4.10.1.3	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 ?		Oui, c'est bien la demande satisfaite par la plateforme TERRE qui est prise en compte dans le calcul de la tendance. Les règles ont été corrigées.
ENGIE	Fond	Echéancier	Evolution des publications : T1 2021 : est-ce ok ?		Il ne manque plus que la publication des offres individuelles anonymisées qui sera effective d'ici mai 2021.
Energy Pool	Fond	4.10.1.1	Nous profitons de cette consultation pour indiquer que les indicateurs "Volumes d'énergie par type d'offre et par sens" sont bien disponibles dans les écrans de visualisations, mais ne sont plus disponibles en téléchargement alors que c'était le cas dans l'interface précédente. Or cette information reste importante pour les acteurs, aussi bien en visualisation qu'en téléchargement. Par ailleurs, il serait bien d'ajouter dans les indicateurs le prix des Ecarts d'Ajustement positifs et négatifs au pas Demi-Horaire. En effet, le PMPJ+3 utilisé pour le calcul de cet indicateur n'est pas stocké dans les indicateurs actuels		RTE fera son possible pour rétablir le téléchargement des volumes d'énergie par type d'offre dans les plus brefs délais. Le prix de règlement des écarts d'ajustement est mis à disposition des acteurs via la ressource « PREa » de l'application « Back Office Balancing ».

14. Section 2

14.1. Chapitres A-D

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
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 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	L'annexe C7bis n'a pas fait l'objet de modification pour cette consultation. La formulation employée par RTE dans l'annexe C7bis, qui positionne la phrase au-dessus plutôt qu'en dessous des différents éléments, a pour objectif de faciliter la compréhension du document. Pour le schéma du site et les formules de décompte, RTE n'est pas l'intermédiaire entre le RE et le site.
EDF	Fond	B.1.1.2	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.		RTE partage cette remarque suite à la réintégration pré-saisine des cas de contrats d'obligation d'achat conclus avant la loi du 10 février 2000 encore en vigueur dans le Chapitre E de la V9.1. La référence aux Acheteurs Obligés d'Electricité des Producteurs qui bénéficient d'une obligation d'achat antérieure à la Loi du 10 février 2000 a été réintégrée dans l'article B.1.1.2.
EDF	Fond	B.5.1.3	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 ?)		Cf réponse apportée au E.3.4
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.

14.2. Chapitre E

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	E.3.4	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 ?)		Réponse conjointe Enedis-RTE : Les dispositions du B.5.1.3. prévoient la possibilité d'un avenant « si le GRD l'estime nécessaire ». Il est en effet difficile d'anticiper de manière exhaustive l'ensemble des situations pouvant amener à la rédaction d'un avenant. Les Documentations Techniques de Référence des GRD sont disponibles sur leur site internet. » Ainsi la Documentation Technique de Référence d'Enedis est disponible à l'adresse : http://www.enedis.fr. La note Enedis-NOI-RES_71E dresse un état des publications au 1er septembre 2020.
EDF	Fond	E.4.1.2	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 »	Réponse conjointe Enedis-RTE : En conformité avec la réglementation sur le soutirage d'énergie, le décompte n'est pas autorisé sur le réseau public de distribution, et seuls les cas particuliers prévus explicitement par la réglementation permettent le décompte. En revanche, le rattachement des auxiliaires et des sites d'injection à des Responsables d'Equilibre distincts est quant à lui autorisé.
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 : C'est bien ce qui est prévu : « Le GRD respectera un délai minimum de trois (3) mois entre la Notification de la version révisée des conditions

					particulières du Contrat GRD-RE et la date d'application de la formule révisée des pertes. »
ADEeF	Fond	E.6.1	Suite à échanges opérationnels entre gestionnaires de réseaux sur les flux SI des règles NEBEF V3.3, il semble utile de compléter les évolutions proposées au E.6.1 pour expliciter les impacts de l'expérimentation sur la sous-mesure :	« L'estimation faite par le GRD des volumes d'effacement et de report réalisés par un Site de Soutirage constitutif d'une EDE Télérelevée et des volumes d'ajustements réalisés par un Site de Soutirage constitutif d'une EDA Soutirage Télérelevée, est réalisée selon la méthode de contrôle du réalisé applicable au Site de Soutirage rattaché au Périmètre-RPD décrite dans la Section 1 des présentes Règles et dans les Règles NEBEF. Pour les Sites de Soutirage qui participent à l'expérimentation sous-mesure des règles NEBEF, cette estimation des volumes effacés en S+1 par les GRD est effectuée selon la méthode de contrôle du réalisé applicable au site de soutirage rattaché au périmètre RPD, avec des données à la maille site et non pas à la maille sous-mesure. En revanche, à partir du début de l'expérimentation sur la sous-mesure, les rejeux des bilans des responsables d'équilibre seront corrigés à partir des volumes effacés calculés par RTE à partir des données de sous-mesure mises à disposition par les Opérateurs d'Effacement. »	Réponse conjointe RTE-Enedis : OK avec l'ajout de cette précision dans les règles

15. Autres retours

15.1. Remarques générales

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Fond	-	Les évolutions des règles impliquent une charge importante de déclinaison opérationnelle par les GRD dans un contexte de trajectoires SI contraintes. Les GRD demandent à RTE une visibilité et une priorisation sur l'ensemble des sujets afin de faciliter les analyses d'impact et la mise en œuvre. Dans ce cadre, les GRD se félicitent de la tenue d'un premier Atelier Technique entre gestionnaires de réseau.		RTE partage le commentaire des GRD et a pour objectif permanent de fournir le maximum de visibilité sur les sujets impliquant des évolutions importantes. A cet effet, les ateliers d'échange représentent un levier essentiel dans la coordination entre gestionnaires.
ADEeF	Forme	3.2.1.1	Probable coquille	Le rattachement au Périmètre de Programmation d'un Groupe de Production appartenant à ou d'un Site de Stockage Stationnaire (…) est subordonné à la réception par RTE d'un Accord de Rattachement (…)	Merci, c'est effectivement une coquille, RTE a effectué la correction
ENGIE	Fond	Echéancier	Confirmez-vous une date M' fin 2021 ?		RTE a annoncé lors du GT du 8 avril que la possibilité d'envoyer un programme de marche suite à un ajustement spécifique, matérialisée par la date M', était décalée à mi 2022. Les modalités opérationnelles et techniques pour l'envoi du programme de marche spécifique seront détaillées lors des prochains GT et suffisamment en amont de la date de mise en œuvre.
ENGIE	Fond	Echéancier	Fin de la période d'exploitation sous contrôle T2 2021 : est-ce encore d'actualité ?		La période d'exploitation sous contrôle prendra fin au T4 2021. RTE abordera le calendrier d'augmentation du nombre de guichets de connexion à TERRE et de la fin de l'exploitation sous contrôle lors des prochains GT MA-RE.
ENGIE	Fond		Dommage de ne rien écrire sur le refus d'ordre au MA et les conséquences sur défaillances et écarts d'ajustement		RTE propose de ne pas modifier les règles. En effet, les règles concernant le refus d'ordre pourraient être amenées à évoluer.

EDF	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		Merci, c'est modifié.
EDF	Forme		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.		RTE partage le constat d'EDF et mène une réflexion pour améliorer le document d'accompagnement à la consultation publique.
EDF	Forme		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 oeuvre 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.		RTE a pour objectif de concerter les acteurs le plus en amont possible. Les changements relatifs au passage des publications des écarts en S+1 au lieu de S+3 avaient fait l'objet de discussion en GT les années passées. De plus, RTE avait répondu favorablement à la demande d'EDF quant à la nécessité de fournir au plus tôt le guide SI de l'évolution mentionnée. RTE a par ailleurs mobilisé des ressources pour répondre aux questions des acteurs et les accompagner dans cette évolution. Dans un souci d'amélioration continue, et pour s'assurer que toute évolution puisse être traitée de manière appropriée par chaque acteur, RTE prend note de cette remarque pour fournir au plus tôt les détails SI qui faciliteront la mise en place des évolutions chez les acteurs.

15.2. Dispositions générales

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Total Direct Energie	Fond	2,4,3,1	Bien que ce soit inscrit dans les règles, il ne nous semble pas logique que certains acteurs puissent choisir de participer à un marché ou à un autre. Participer au spécifique semble être la priorité de RTE, tous les acteurs devraient avoir cette obligation à partir du moment où ils sont en mesure de fournir de la flexibilité sur le standard.		RTE confirme qu'il est bien obligatoire pour un acteur d'ajustement d'offrir en spécifique lorsqu'il offre en standard, conformément à l'article 4.3.2. Un acteur ne pas choisir de participer uniquement au processus standard, en revanche il peut choisir de participer uniquement au processus spécifique. RTE souhaite préciser que la cible du règlement EBGL que RTE est en train de décliner réside en l'utilisation prioritaire des plateformes d'échange de produit standard d'équilibrage au niveau européen.
ENGIE	Fond	2.3.2	Responsabilité de RTE en cas de révision des Règles RTE ne pourra être tenu responsable des coûts supportés par les Participants qui seraient liés aux modifications des Règles. OK mais dès lors que ces modifications sont concertées et décrites dans les projets de règles. pour les évolutions avec impacts acteur, préférable de les notifier au moins 3 mois avant (et non 1 mois comme pour S pi 2 mois pour M')		Cette précision relative à la responsabilité de RTE s'inscrit dans les conditions générales des règles déjà en vigueur et qui mentionnent déjà le processus de révision des règles à l'article 2.3.1 du présent projet de règles. De cet article découle la précision sur la responsabilité de RTE. RTE travaille à fournir toute la visibilité nécessaire aux acteurs étant donné les informations en sa connaissance. Il s'agit donc également de garantir au mieux une certaine stabilité sur la mise en place des évolutions. Néanmoins, RTE n'est pas favorable à standardiser le délai de notification qui doit avant tout faire l'objet d'une concertation et consultation des acteurs de manière spécifique pour chaque évolution, et ce pour tenir compte des particularités de chaque évolution.
ADEeF	Fond	2.4.5	Cet article décrit les modalités de participation des acteurs au mécanisme d'ajustement. La formulation ne correspond pas au rôle des GRD dans les règles, en effet les GRD ne signent pas	Suppression de la mention "ou le GRD" : Afin de pouvoir participer à la Programmation et/ou au Mécanisme d'Ajustement, le Participant ~~ou le GRD~~ accède au Système	RTE propose de ne pas modifier les règles. En effet, le GRD est partie prenante dans la mise en œuvre des règles MA-RE en facilitant

			d'Accord de Participation et ne participent pas au MA, ils facilitent la participation des acteurs. Conformément à l'article 2.3.1, les modalités d'échange de données entre GRD et RTE sont établies en coordination.	d'Information de RTE et utilise les Applications mises à sa disposition selon les modalités définies dans les Règles SI qui peuvent être consultées sur le Site Internet de RTE. Le Participant désigne dans l'Accord de Participation les personnes qu'il autorise à agir en son nom et pour son compte dans le cadre de l'exécution des Règles via chaque Application à laquelle il a accès. Le Participant ~~ou le GRD~~ reconnaît disposer et avoir pris connaissance des Règles SI qui font partie intégrante des Règles.	la participation des acteurs ou en remontant des données. A ce titre, les GRD doivent prendre connaissance des règles SI et pouvoir accéder aux applications SI de RTE.
EDF	Forme	2.8		Faute de frappe sur Apparition	RTE a corrigé cette faute de frappe.
EDF	Fond	Section 1 : 2.5 Section 2 : C.5	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.		RTE prend note de cette demande. RTE pourra l'analyser lors de la prochaine concertation, de manière transverse, en vue d'une éventuelle évolution sur une version ultérieure des règles MA-RE, tout en s'assurant de disposer de procédures similaires dans les différents mécanismes de marché et en prenant en compte des particularités de ceux-ci.

15.3. Définitions

Acteur	Type	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Forme	Délai de Mobilisation d'une offre ou DMO	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	RTE propose de ne pas modifier la définition.
EDF	Forme	Délai de Neutralisation entre Activations ou DNA	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	Les règles ont été modifiées en ce sens.
EDF	Forme	Délais	Pour les définitions des délais : DDO, DMO, DP et DNA, contrairement à DoMax et DoMin, la résolution et l'unité ne sont pas précisées.		RTE ne perçoit pas cette nécessité de précision sur la définition existante.
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 en section 1) ?		La nouvelle définition de « Données de Comptage » a été harmonisée avec la définition du CART. La donnée de comptage correspond à la mesure des flux d'énergie enregistrés par les compteurs (grandeur mesurée) et cette donnée permet de calculer la courbe de charge sur un même pas de temps. 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	Définitions – Données de Comptage Validées	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		Merci pour cette remarque. La référence circulaire a été supprimée.

			Comptage Brutes erronées ou indisponibles.» S'agit-il d'une erreur ?		
EDF	Forme	DoMax	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	RTE propose de modifier la définition en ce sens.
EDF	Forme	DoMin	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.	RTE propose de modifier la définition en ce sens.
ENGIE	Fond	Glossaire	Durée Maximale d'Utilisation ou Domax : ne peut-on pas dire plus simplement que c'est la durée max entre Instant d'activation et Instant de désactivation ?		RTE propose de ne pas faire référence aux instants d'activation et de désactivation dans la définition du DOmax. La définition a été légèrement adaptée pour faire référence à la durée maximale.
ENGIE	Fond	Glossaire	Durée Minimale d'Utilisation ou Domin : ne peut-on pas dire plus simplement que c'est la durée min entre Instant d'activation et Instant de désactivation ?		RTE propose de ne pas faire référence aux instants d'activation et de désactivation dans la définition du DOmin. La définition a été légèrement adaptée pour faire référence à la durée minimale.
EDF	Forme	Instant de Désactivation & Instant de Fin d'Ajustement	Ajouter l'arrondi conformément à l'Article 2.15 comme pour instant de début d'ajustement et instant d'Activation.		Le renvoi à l'article 2.15 a été rajoutée aux définitions de l'instant de désactivation et à l'instant de fin d'ajustement.
EDF	Forme	Installation de Stockage Stationnaire d'électricité ou ISS ou Site de stockage stationnaire	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.	RTE considère que la notion d'Installation de Stockage Stationnaire doit être définie dans les règles, mais que la conservation de deux définitions est effectivement superflue. RTE a mis à jour la définition du Site de Stockage Stationnaire
EDF	Forme	Marge Requise	« 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.	RTE propose de modifier les règles en ce sens.

EDF	Fond	Offre Complémentaire	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).		RTE propose de ne pas modifier les règles, car la définition impacte plusieurs acteurs. Si nécessaire, RTE propose de discuter de ces points lors de la prochaine concertation des règles MA-RE.
EDF	Forme	Offre Standard de RR Bloquée par RTE	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	Tout ce qui est à horizon de la plateforme MARI sera concerté dans le cadre des futures évolutions de règles MA-RE. La définition proposée a été supprimée, le terme d'offres standard bloquées portant à confusion. Celui-ci a été remplacé par : Offre Standard de RR dont l'Ordre d'Activation a été bloqué par RTE.
EDF	Fond	Plage de Mise en Oeuvre	Délai de désactivation non défini dans les règles.		La définition de la plage de mise en œuvre a été modifiée : la notion de délai de démobilisation (qui est bien définie) est utilisée à la place de délai de désactivation.
EDF	Forme	Programme de Marche	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.	La définition de programme de marche ainsi que l'article 3.2.4 ont été modifiés en ce sens.
EDF	Fond	Site de Stockage Stationnaire	« 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		RTE confirme que le « ou » dans la définition d'une Installation de Stockage Stationnaire peut ne pas être exclusif : un site sur le RPD peut avoir un CARD-I et un CARD-S. Une évolution de cette définition pourra être concertée avec les acteurs dans le cadre de la préparation de l'étape 3 du stockage.

			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.		
EDF	Forme	STEP	Mettre à jour la définition pour être identique à la modification proposée pour la section 2.		La définition d'une STEP de la section 1 a été mise à jour en cohérence avec celle de la section 2, c'est-à-dire : « Station de Transfert d'Energie par Pompage : Groupe de Production hydroélectrique composé d'au moins deux bassins situés à des altitudes différentes, et disposant d'une capacité de pompage d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur.